

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 ЮС₂) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ) УДК 622.243.23-024.17(1-198.6)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5В	Переверзев Владислав Вячеславович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

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	Переверзеву Владиславу Вячеславовичу

Тема работы:

«ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ УЧАСТКОМ (ПЛАСТ ЮС₂) НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)»

Утверждена приказом директора (дата, номер):	13.05.2019, 3663/С
--	--------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	24 мая 2019
--	-------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр., зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 1,5 град/10 м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10 м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10 м. 6. Отход / длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 500 метров 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 2865 метров 8. Диаметр хвостовика: 139,7 мм 9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 10. Конструкция забоя (выбрать): нецементированный фильтр хвостовик 11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.3. Углубление скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
--	--

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
---	--

Раздел	Консультант
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Кащук Ирина Вадимовна, к.т.н., доцент отделения социально-гуманитарных наук</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Черемискина Мария Сергеевна, ассистент отделения общетехнических дисциплин</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>4 февраля 2019</p>
--	-----------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>доцент</p>	<p>Глотова Валентина Николаевна</p>	<p>к.т.н.</p>		
<p>старший преподаватель</p>	<p>Епихин Антон Владимирович</p>	<p>-</p>		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2Б5В</p>	<p>Переверзев Владислав Вячеславович</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Переверзеву Владиславу Вячеславовичу

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»:

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНБ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные фонды – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
<i>3. Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
<i>4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения технологии бурения с комбинированной эксплуатационной колонной.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

<ol style="list-style-type: none"> 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	Переверзев Владислав Вячеславович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5В	Переверзеву Владиславу Вячеславовичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шум, вибрация, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> – <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i> 	<p>Объект исследования: строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком и комбинированной эксплуатационной колонной на нефтегазоконденсатном месторождении Томской области.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>2. <i>Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</i> – <i>действие фактора на организм человека;</i> – <i>приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i> – <i>предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</i> 	<p>Проанализировать возможные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей микроклимата; – повышенный уровень вибрации и шума; – статическое электричество; – недостаток естественного и/или искусственного освещения; – воздействие патогенных/условно патогенных микроорганизмов; – физические перегрузки.
<p>3. <i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в следующей последовательности</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>механические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>термические опасности (источники, средства защиты);</i> – <i>электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p>Проанализировать возможные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – падение объектов на работающего; – падение работающего с высоты; – потенциально-опасные разрушительные свойства технологического оборудования; – пожаровзрывоопасность; – воздействие химических/газообразных агентов.
<p>4. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – <i>перечень возможных ЧС на объекте;</i> – <i>выбор наиболее типичной ЧС;</i> – <i>разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</i> – <i>разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</i> – <i>разработка действий в результате возникшей ЧС и</i> 	<p>Провести анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин и составить мероприятия по предупреждению и ликвидации ЧС.</p>

<i>мер по ликвидации её последствий</i>	
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкций по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий).</p> <p>Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

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	Переверзев Владислав Вячеславович		

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:	24 мая 2019
--	-------------

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	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	-		

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, 18 рисунков, 48 литературных источников, 16 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 2960 метра.

В результате выполнения работы были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 2960 метра.

В специальной части проекта проведен анализ технологии бурения скважин на обсадных трубах.

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 – цементировочный клапан обратный дроссельный

МГРП – многостадийный гидроразрыв пласта

ШМУ – шламометаллоуловитель

Оглавление

Введение	15
1 Общая и геологическая часть	16
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	16
1.2 Геологические условия бурения.....	16
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	16
1.4 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть	17
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	17
2.2 Обоснование конструкции скважины	19
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	19
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	21
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	23
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.1.1 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.1.2 Расчет частоты вращения долота	25
2.1.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	27
2.1.4 Выбор компоновки бурильной колонны	28
2.1.5 Расчет требуемых расходов бурового раствора.....	28
2.1.6 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.1.7 Выбор гидравлической программы промывки скважины	32
2.1.8 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.2 Проектирование процессов заканчивания скважин	32

2.2.1	Расчет обсадных колонн.....	32
2.2.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	33
2.2.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	35
2.2.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	37
2.2.2	Расчет процесса цементирования скважин	38
2.2.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	38
2.2.2.2	Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов	38
2.2.2.3	Обоснование типа и расчет объема буферной и продавочной жидкостей	39
2.2.2.4	Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования.....	39
2.2.3	Выбор технической оснастки обсадных колонн.....	40
2.2.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважины.....	40
2.2.4.1	Выбор жидкости глушения.....	40
2.2.4.2	Выбор пластоиспытателя	41
2.2.4.3	Освоение скважины	41
2.3	Выбор буровой установки.....	42
3	Специальная часть	43
3.1	Технология бурения на обсадных трубах.....	43
	Компоновка низа бурильной колонны.....	45
	Система спуска обсадных колонн	48
	Гидравлический ключ для обсадных труб	50
	Разбуриваемое долото PDC	51
	Защита обсадной колонны	52
	Центраторы обсадной колонны.....	53
	Цементирование.....	54
	Геофизические исследования скважин	55
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	58
4.1	Оценка коммерческого потенциала инженерных решений.....	58

4.1.1 Потенциальные потребители проекта.....	58
4.1.2 SWOT-анализ	58
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	59
4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины..	59
4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скоростей бурения.....	61
4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ	61
4.3 Сметная стоимость строительства наклонно-направленной скважины....	62
4.4 Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой технологии	64
5 Социальная ответственность	65
5.1 Производственная безопасность	66
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	67
5.3 Экологическая безопасность	70
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
Заключение	76
Список литературы	77
Приложение А	81
Приложение Б.....	82
Приложение В	88
Приложения Г.....	90
Приложение Д	95
Приложение Е	96
Приложение Ж	97
Приложение К	98
Приложение Л	104
Приложение М	109
Приложение Н	111
Приложение П	112
Приложение Р.....	114

Приложение С	115
Приложение Т	126
Приложение У	127

Введение

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком на нефтегазоконденсатном месторождении Тюменской области. Работа содержит данные о стратиграфическом строении разреза скважины, кроме того, описаны технологические процессы режима бурения и заканчивания, описано используемое оборудование.

Результатом является проект скважины глубиной 2865 м, который может быть использован в качестве типового для месторождений с аналогичными исходными данными, а также в качестве примера при обучении студентов.

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 – 1000 м, длина горизонтального участка – 500 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.

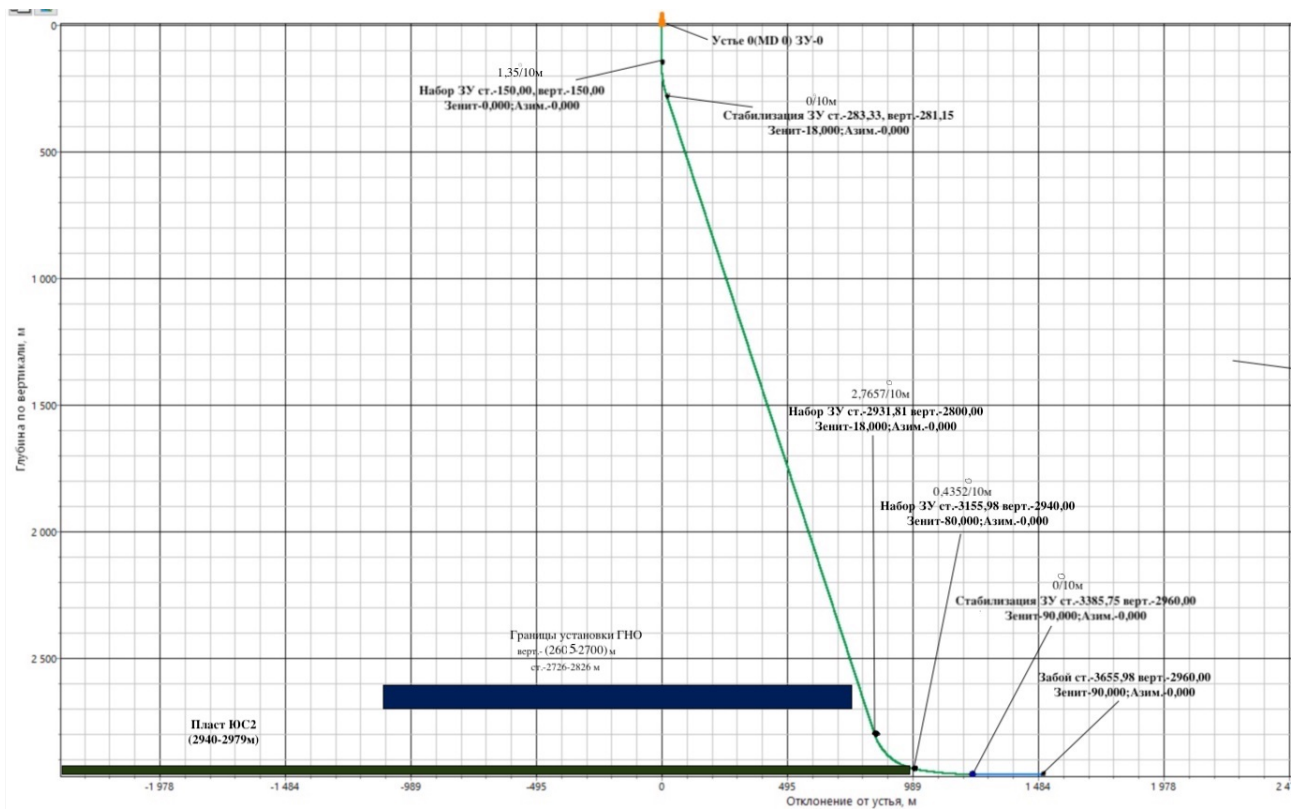


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

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 139,7 мм.

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

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 0-40 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. Согласно расчетам, глубина спуска кондуктора составляет 830 м. 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	БС ₁₀	Ач ₂	ЮС ₁	ЮС ₂
L _{кр}	2391	2779	2865	2940
Г _{пл}	0,102	0,102	0,104	0,105
Г _{грп}	0,2	0,2	0,2	0,2
ρ _н	827	723	734	733
Расчетные значения				
Пластовое давление	243	283	297	308
L _{конд min}	460	730	780	830
Запас	1,10	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	830			

Глубина спуска эксплуатационной колонны задана техническим заданием и составляет 2865 м (3006 м).

Глубина спуска хвостовика выбрана 2931 м (3656 м) 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 (139,7 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	40	40	40	40	0-40	0-40	426,0	490,0
Кондуктор	830	830	860	860	0-830	0-860	323,9	393,7
Эксплуатационная колонна	2865	2865	3006	3006	680-2865	710-3006	244,5	295,3
Хвостовик	2960	2960	3656	3656	-	-	139,7	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

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

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

нефтеносных пластов, то за $P_{му}$ 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			
	БС ₁₀	Ач ₂	ЮС ₁	ЮС ₂
Глубина залегания кровли пласта, м	2391	2779	2865	2940
Пластовое давление в кровле пласта, МПа	24,39	28,35	29,80	30,87
Плотность нефти, кг/м ³	827	723	734	733
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	4,50	8,08	8,57	9,16
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	4,95	8,89	9,43	10,08
Давление опрессовки колонны, МПа	5,45	9,78	10,37	11,09

Помимо максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор диаметром 323,9 мм и эксплуатационная колонна диаметром 244,5 мм.

Для обвязки проектируемой скважины выберем колонную головку с муфтовой подвеской ОК01-14-245х324 К1 ХЛ.

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 ОП5-350/80х21 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 условий бурения. Запроектированные способы бурения представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	направление	роторный
40-830	кондуктор	роторный с применением ВЗД
830-2865	эксплуатационная колонна	
2865-2960	хвостовик	

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства скважины проектируется использовать 4 долота. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 490 мм, которое обеспечит высокую механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими породами, а проектирование долота с резцами PDC для заданного диаметра нерентабельно.

Для бурения интервалов под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну проектируются долота с резцами PDC. Данный выбор является оптимальным исходя из технико-экономических показателей данных долот. Характеристики долот представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики долот для строительства проектируемой скважины

Интервал		0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Шифр долота		БИТ 490 (19 19/64) Z20RSJ	БИТ 393,7 BT 619 У.30	БИТ 295,3 В 619 У.30	БИТ 215,9 BT 613 УСВ.323- 01
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МСЗ	МСЗ	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-117	3-177
	API	6 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	7 5/8 Reg

Продолжение таблицы 5

Длина, м		0,40	0,40	0,39	0,37
Масса, кг		180	120	83	43
G, т	Рекомендуемая	10-20	2-8	2-8	2-6
	Предельная	52	10	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	80-400	100-400	80-175
	Предельная	400	440	400	175

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	0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Исходные данные				
D _д , см	49,00	39,38	29,53	21,59
G _{пред} , кН	509,95	98,07	98,07	98,07
Результаты проектирования				
G _{доп} , кН	407,96	78,46	78,46	78,46
G _{проект} , кН	54	78	78	78

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. Результаты расчета частоты вращения долот приведены таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования частот вращения долот по интервалам бурения

Интервал		0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Исходные данные					
V _л , м/с		3	1,5	1,5	1,5
D _л	М	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490,0	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		117	73	97	113
n ₂ , об/мин		405	-	-	-
n ₃ , об/мин		818	-	-	-
n _{проект} , об/мин		60	60	140	80

В интервале бурения под хвостовик 2865-2960 метров запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что бурение на данном интервале будет производиться ВЗД, для которого существуют определенные частоты вращения для создания требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале бурения под эксплуатационную колонну 830-2865 метров запроектировано большее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что бурение на данном интервале будет производиться ВЗД, для которого существуют определенные частоты вращения для создания требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В интервале бурения под кондуктор 40-830 метров запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным, что обусловлено задачей сохранения долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают абразивные горные породы средней твердости и они могут стать причиной повышенных нагрузок на инструмент.

В интервале бурения под направление 0-40 метров частоты вращения проектируются меньше расчетных. Выбор данных значений обусловлен применением роторного способа бурения. Увеличение частоты не приведет к существенному увеличению проходки, но создаст нагрузки на оборудование.

2.1.3 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота. Результаты проектирования параметров забойного двигателя представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Запроектированные параметры забойных двигателей

Интервал		0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Исходные данные					
D _д	М	-	0,3937	0,2953	0,2159
	мм		393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		-	78,46	78,46	78,46
Q, Н*М/кН			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм		-	314,96	236,24	172,72
M _р , Н*М			4020,99	3045,96	2258,54
M _о , Н*М			196,85	147,65	107,95
M _{уд} , Н*М/кН			48,74	36,94	27,41

Для интервала бурения 40-2865 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-240, отвечающий требованиям по совместимости с долотом и способный обеспечить необходимый набор зенитного угла. Для интервала бурения 2865-2960 запроектирован винтовой забойный двигатель ДГР-195 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить наклонно-направленные и прямолинейные интервалы, а также интервал малоинтенсивного набора угла для добора зенитного угла до 90 градусов в продуктивном пласте. Технические характеристики запроектированных забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-240М.7/8.41	40-2865	240	8025	1851	30-50	84-144	13,0-16,0	90-171
ДГР-195М.9/10.42	2865-2960	195	7290	1337	25-35	108-150	11,0-13,0	110-172

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	0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Исходные данные				
$D_{д}, м$	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,55	0,45	0,35
K_k	1,3	1,27	1,25	1,25
$V_{кр}, м/с$	0,13	0,12	0,11	0,10
$V_m, м/с$	0,0097	0,0089	0,0047	0,0036
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{max}, м$	0,229	0,240	0,240	0,203
$d_{нmax}, м$	0,07	0,01	0,0095	0,008
n	1	8	7	8
$V_{кпмин}, м/с$	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
$\rho_p, г/см^3$	1,18	1,16	1,12	1,11
$\rho_n, г/см^3$	2,13	2,34	2,39	2,43

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

Интервал	0-40	40-830	830-2865	2865-2960
Результаты проектирования				
$Q_1, л/с$	123	67	31	13
$Q_2, л/с$	117	80	28	12
$Q_3, л/с$	265	139	61	20
$Q_4, л/с$	116	70	36	21
$Q_5, л/с$	41	47	43	21
Области допустимого расхода бурового раствора				
$\Delta Q, л/с$	70-170	40-55	25-30	13-15
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q, л/с$	102	67	43	21

В интервале бурения под направление 0-40 метров запроектировано большее меньшее значение расхода бурового раствора по сравнению с расчетным, так как при расходе в 102 л/с создастся скорость восходящего потока, необходимая для транспортирования шлама к устью скважины, а также оптимальная скорость для выноса разбуриваемой горной породы, а также во избежание создания критических нагрузок на буровые насосы. Для обеспечения циркуляции бурового раствора при бурении интервала под направление, необходимо два буровых насоса УНБТ-1180L, диаметры поршней 190 мм, количество двойных ходов насоса в минуту равно 125.

В интервале бурения под кондуктор 40-830 метров запроектировано большее значение расхода бурового раствора по сравнению с расчетным, так как при расходе в 67 л/с создается скорость восходящего потока, необходимая для транспортирования шлама к устью скважины, в обратном случае может образоваться шламовая пачка. Для обеспечения циркуляции бурового раствора при бурении интервала под кондуктор, необходимо один буровой насос УНБТ-1180L, диаметр поршней 170 мм, количество двойных ходов насоса в минуту равное 105.

Для всех остальных интервалов бурения проектируются значения расхода бурового раствора согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на промывочной жидкости выходящую из насадок долота и эффективность выноса шлама на поверхность.

Для обеспечения циркуляции бурового раствора при бурении интервала под эксплуатационную колонну, необходим один буровой насос УНБТ-1180L, диаметр поршней 190 мм, количество двойных ходов насоса в минуту равное 105.

Для обеспечения циркуляции бурового раствора при бурении интервала под хвостовик, необходим один буровой насос УНБТ-1180L, диаметр поршней 170 мм, количество двойных ходов насоса в минуту равное 65.

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 полимер-глинистый буровой раствор.

Добавление ингибиторов позволит подавить процессы гидратации и набухания глинистых пород.

Эксплуатационная колонна. Данный интервал представлен преимущественно слабосцементированными породами, также возможны осыпи и обвалы стенок скважины. Для бурения интервала применяется биополимерный безглинистый буровой раствор. Основная причина такого решения заключается в том, что 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 %, что позволит снизить затраты времени и средств на освоение скважины.

Хвостовик. Для бурения данного интервала будет использоваться биополимерный безглинистый буровой 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	40	Бентонитовый. Вода пресная, NaOH (каустическая сода), бентопорошок, сода кальцинированная, БСР, барит BarWAD.
40	860	Полимер-глинистый. Вода пресная, NaOH (каустическая сода), сода кальцинированная, Камцел 1000, Праестол 2540Н, Оптибур, Раеком, Seurvey FL, Биолуп LVL, Барит BarWAD.
860	3006	Биополимерный. Вода пресная, NaOH (каустическая сода), сода кальцинированная, XANTHAN GUM, AMIROL, БСР, Биолуп LVL, ИККАРБ 75, Икбак, ИКДЕФОМ.
3006	3656	Биополимерный. Вода пресная, NaOH (каустическая сода), сода кальцинированная, XANTHAN GUM, AMIROL, БСР, Биолуп LVL, ИККАРБ 75, Икбак, ИКДЕФОМ.

Запроектированные параметры буровых растворов, результаты расчета требуемого объема бурового раствора и требуемого 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	1440	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности, кг/м ³	1860
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	710	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	574
Высота цементного стакана, м	10	Глубина скважины, м	2865

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.

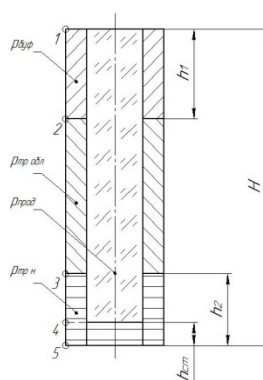


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

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	710	1910	2291	2865
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,70	7,52	12,28	12,28

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.

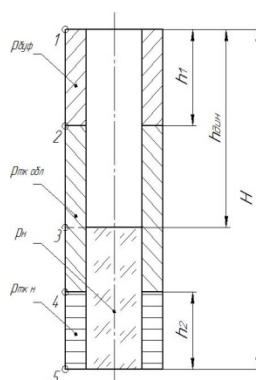


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации скважины

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

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	710	1910	2291	2865
Наружное избыточное давление, МПа	0	7,66	19,53	20,56	23,76

Эпюра давлений для наиболее опасных случаев представлена на рисунке 4.

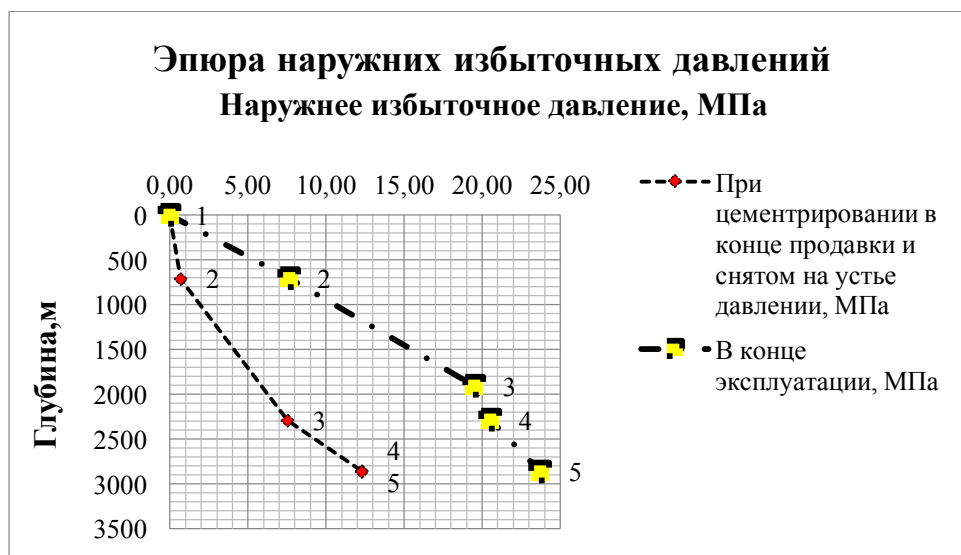


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений

Максимальное наружное избыточное давление представлено в точке 5, в конце эксплуатации, равное 23,76 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.

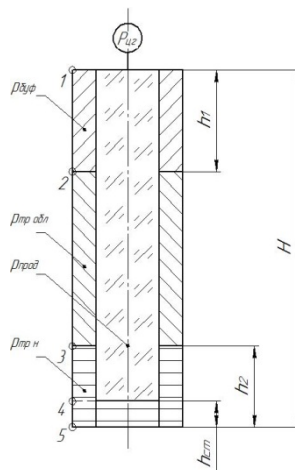


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

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	710	2291	2855	2865
Наружное избыточное давление, МПа	18,23	17,53	10,70	5,95	5,95

Схема расположения жидкостей при опрессовке эксплуатационной колонны изображена на рисунке 6. Величина давления опрессовки исходя из ожидаемого давления на устье составляет $P_{оп} = 11,09$ 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.

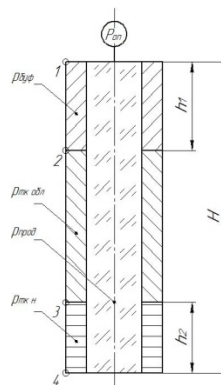


Рисунок 6 – Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

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

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	710	2291	2865
Наружное избыточное давление, МПа	11,09	10,39	9,14	7,44

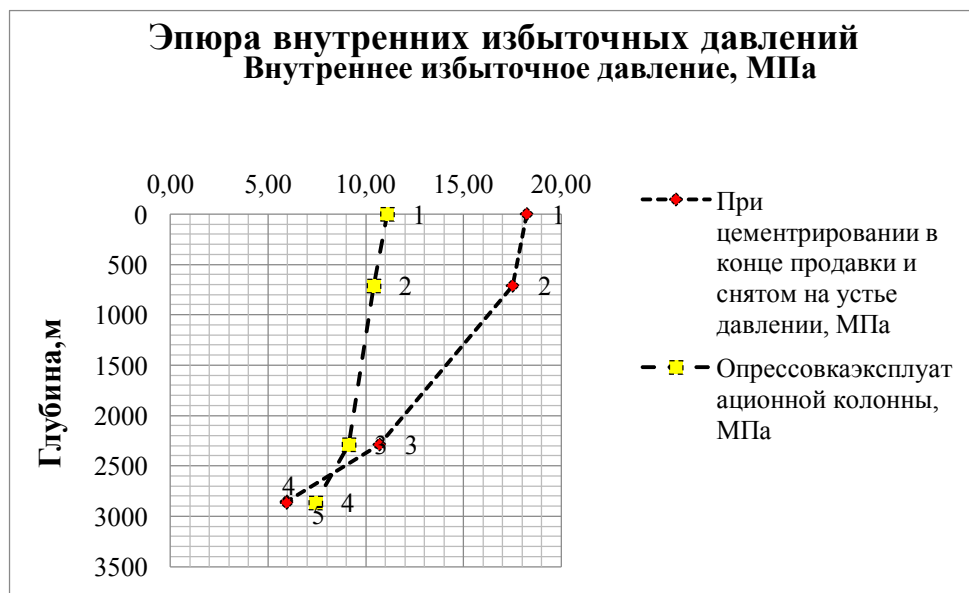


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

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 резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м (по стволу)
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная резьба (короткая)	Д	10,0	40	106,46	4258,4	4258,4	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	860	68,52	58927,2	58927,2	0-860

Продолжение таблицы 18

Эксплуатационная колонна									
1	ОТТМ	Д	13,8	1231	80,66	99292,46	206981,71	1775-3006	
2	ОТТМ	Д	12,0	1775	60,67	107689,25		0-1775	
Хвостовик									
1	ОТТМ	Д	6,2	725	20,90	15152,5	15152,5	2931-3656	
							Σ	285319,81	

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:

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

$$48,74 \text{ МПа} > 42,66 \text{ МПа}.$$

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-150 с водоцементным соотношением $m_n = 0,43$.

В качестве облегченного тампонажного раствора проектируется ПЦТ-III-Об(4-6)-50 с водоцементным соотношением $m_{обл} = 1,1$.

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов следует включать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,36 \text{ кг/м}^3$.

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
$\rho_{\text{тр н}} = 1860 \text{ кг/м}^3$	23,02	ПЦТ-II-150	30412	14,78
		НТФ	9,5	
$\rho_{\text{тр обл}} = 1440 \text{ кг/м}^3$	66,08	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	56006	45,36
		НТФ	27	
Σ	89,10	тамп. раствор	86418	60,14
		НТФ	36,5	

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	154
МБП-СМ	8,20	1050	8,20	180
Продавочная	119	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 гидроворонки.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора необходимо *пять* цементосмесительных машин; для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности – *три*.

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	9
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]:

$$\rho_{\text{гл}} = 1090 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$V_{\text{гл}} = 110 \text{ м}^3.$$

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 КИИЗ-95.

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 39 метра, при дебите 53 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 ($Q_{бк}$)	149,5	$Q_{бк} / [G_{кр}]$	1,67
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	116,2	$Q_{об} / [G_{кр}]$	2,15
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	194,35	$Q_{пр} / [G_{кр}]$	1,29
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		
Расчет фундамента буровой установки			
Вес вышечно-лебёдного блока, тс ($Q_{вלב}$)	210	$k_{по} = P_o / P_{бo}$ [$k_{по} > 1,25$]	1,27
Вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	149,5		
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 ($F_{бo}$)	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 Технология бурения на обсадных трубах

Основы технологии

В современном бурении высокими темпами развиваются различного рода технологии, которые направлены на повышение технико-экономических показателей, профилактики различного рода аварий и осложнений. Причиной работы в данном направлении также является и общее ухудшение геологических условий сооружения скважин, а также увеличения доли трудноизвлекаемых углеводородов. Одной из перспективных технологий в последнее время является сооружение скважин бурение на обсадных трубах.

Первый опыт бурения с использованием обсадных труб был в конце 1970-х годов в Советском Союзе. Смена долота и забойного двигателя без подъема труб впервые в мире была осуществлена в СССР (разработка ВНИИБТ, Москва). Но в последнее время особого успеха в сооружении скважин с применением данной технологии достигли именно зарубежные компании, такие как Weatherford и Tesco, которые имеют на данный момент и богатый опыт работы на территории России (ХМАО).

Бурение на обсадных трубах используется во многих странах в качестве эффективного метода снижения общих затрат на бурение за счет сокращения времени бурения и проблем с бурильными колоннами, возникающих в ходе обычного процесса бурения. В дополнение к продуктивному времени бурения, потерянного при спуско-подъемных операциях, незапланированные события во время СПО могут сделать процесс бурения еще более неэффективным и даже привести к потере скважины. Во многих ситуациях такие проблемы, как потеря циркуляции, проблемы с управлением скважиной и проблемы со стабильностью ствола скважины, напрямую связаны с отключением бурильной колонны. Поскольку процесс бурения на обсадных трубах обеспечивает непрерывную способность к циркуляции скважины, он по своей природе более

безопасен, чем оставление скважины в неподвижном состоянии без возможности его циркуляции при подъеме обычной бурильной колонны.

Система бурения на обсадных трубах была разработана главным образом для морских платформ, работающих на нескольких скважинах, для работы на нескольких скважинах на суше, для глубоководных работ, а также для ситуаций, требующих от операторов быстрого бурения и установки обсадной колонны в проблемных пластах. Также технология применяется, когда сооружение скважины происходит в неустойчивых (сыпучих или увлажненных) породах или с прослойками такой породы. Основной причиной применения данной технологии все же можно назвать ухудшение общих горно-геологических условий бурения. По мере старения пласта в процессе эксплуатации скважин появляется все больше осложнений – от истощенных пластов с переменным давлением до проблем со стабильностью ствола скважины. Борьба с этими осложнениями увеличивает общее время бурения скважин на 10-20 процентов. Кроме того, традиционные методы борьбы с потерей циркуляции, такие как присадки к буровому раствору, закачка цементных пробок, цементирование и смолы, могут потребовать дополнительное время, окажутся дорогостоящими и часто еще и неэффективными.

Помимо геологических проблем можно выделить и технологические предпосылки применения описываемой технологии. Спускоподъемные операции бурильных труб вызывают перепады давления и эффект свабирования в стволе скважины. Перепады давления могут привести к потере циркуляции из-за разрыва проницаемых и трещиноватых пластов. Снижаемое с помощью свабирования давление в стволе скважины может потенциально затянуть пластовые жидкости в ствол скважины и вызвать неустойчивость ствола. Обе эти проблемы могут потребовать значительных затрат времени и финансовых средств.

Области применения технологии бурения обсадными трубами:

- Диапазон условий применения – от очень мягких верхних пород и до глубоких эксплуатационных нефтегазовых коллекторов;
- Бурение направляющей колонной или кондукторами за одну СПО, что сокращает время простоя;
- Бурение обсадной колонной через осложненные интервалы, такие как зоны потери циркуляции, переходные зоны и неустойчивые породы;
- Бурение и одновременная установка цементных мостов в обсадной колонне, или использование других средств для изоляции зон с потерей циркуляции, переходных зон или в условиях неустойчивости ствола скважины;

Преимущества при бурении обсадными трубами:

- Уменьшает время простоев и сводит к минимуму затраты на борьбу с осложнениями в скважине (борьба с поглощением раствора или нестабильностью ствола скважины);
- Ускоряет выполнение программы бурения, как правило на 30% и более, за счет сокращения затрат времени на борьбу с осложнениями в скважине и уменьшения числа СПО на бурительной трубе и кабеле, а также соответствующего количества часов на промывку;
- Обеспечивает качественную очистку скважины с практически постоянной циркуляцией.
- Позволяет использовать буровые растворы с меньшим удельным весом (соответственно, с меньшей стоимостью).

Компоновка низа бурительной колонны

Процесс бурения на обсадной колонне исключает использование обычной бурительной колонны благодаря использованию самой обсадной колонны в качестве гидравлического трубопровода и средств передачи механической энергии на долото.

Существует два варианта реализации данной технологии: извлекаемая КНБК и разбуриваемая КНБК.

Извлекаемая КНБК:

- Элементы установлены на нижнем соединении обсадных труб при помощи пакера.
- Спуск ОК в режиме скольжения.
- Извлечение КНБК по достижении проектной глубины.
- Спуск в скважину системы клапанов.

Разбуриваемая КНБК:

- Использование специального долота.
- Передача крутящего момента от верхнего силового привода с использованием труболочки или переводной муфты.
- Возможность начинать цементирование сразу по достижении проектной глубины.

На рисунке 8 представлены КНБК в двух различных исполнениях.

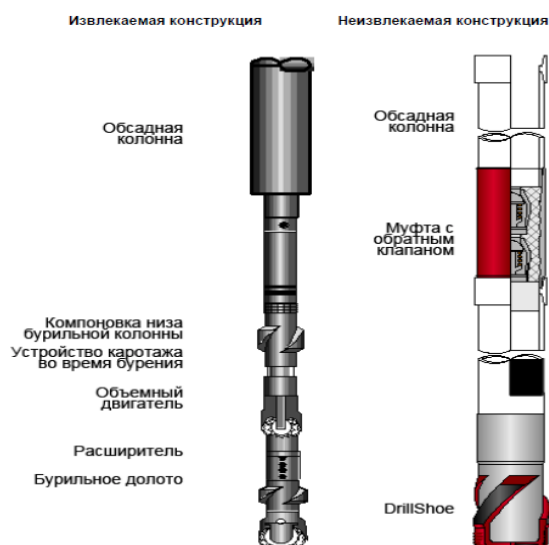


Рисунок 8 – КНБК с извлекаемой конструкцией и КНБК с не извлекаемой конструкцией

В первой системе используется КНБК, в состав которой входят объемный двигатель, буровое долото и расширитель. Узел фиксируется на первом звене обсадных труб. Когда сборка выполняет бурение, обсадная труба опускается в скважину в статическом или вращательном режиме. По достижении проектной глубины КНБК извлекается из скважины специальным возвратным

устройством. Спускается система клапанов, устанавливаемая до начала процесса цементирования.

Во второй конструкции (DwC™), внедренной Weatherford, используется только обсадная труба для передачи вращающего момента от ротора и нагрузки на буровое долото. При этом не требуется наличие какой-либо сложной КНБК. На первом звене обсадной колонны устанавливается разбуриваемое буровое долото и компоновка клапанов. Обсадная колонна вращается в процессе бурения с помощью системы привода колонны. Система привода передает вращающий момент от верхнего привода непосредственно на саму колонну. Обсадная колонна может сразу цементироваться по достижении проектной глубины. При этом не требуется извлечение какого-либо бурильного оборудования или долота.



Рисунок 9 - Компоновка низа бурильной колонны от компании Tesco

Способы реализации технологии от компании Tesco:

– Бурение массива горных пород осуществляется долотом заданного диаметра, далее с помощью калибратора и гидравлического расширителя диаметр скважины доводится до необходимого, а режущие элементы башмака устраняют препятствия для спуска обсадной колонны. В процессе бурения

ведется контроль параметров бурения в соответствии с рекомендациями производителя

- Технология имеет возможность привода долота с помощью забойного двигателя и набора параметров профиля скважины без спускоподъемных операций

- Обсадная колонна оснащается центраторами-турбулизаторами с жесткими гранями

На рисунке 10 показаны преимущества и недостатки различных КНБК.

Неизвлекаемая конструкция		Извлекаемая конструкция	
Преимущества	Недостатки	Преимущества	Недостатки
Низкая стоимость	Ограниченное управление направлением	Возможность управлять с помощью объемного насоса	Высокая стоимость
Простая в эксплуатации	Требуется каротаж в обсаженном стволе скважины	Возможность каротажа в процессе бурения	Более сложная установка и эксплуатация
Не требуется модификация оборудования	Ограничения по применению DrillShoe™	Большой диапазон выбора буровых долот с учетом характеристик пласта и расстояния	Требуется модификация оснастки
Нулевой риск безвозвратной утери инструмента в скважине	Спуск в подводную скважину может быть проблематичным (предстоит найти решение в 2009)		Риск безвозвратной утери инструмента в скважине
Цементирование можно начинать сразу по достижении проектной глубины			Невозможно цементировать, не достигнув проектной глубины

Рисунок 10 - Преимущества и недостатки не извлекаемой и извлекаемой КНБК

Система спуска обсадных колонн

Одной из наиболее важных вещей на буровой установке является система спуска обсадных колонн (CDS), которая обеспечивает безопасное, не резьбовое соединение между верхним приводом и обсадной колонной (Рис. 11). Система привода обсадной колонны работает гидравлически, и она передает крутящий момент и буровой раствор на обсадную колонну. Существует два типа CDS: внутренние - для большего радиуса корпуса и внешние - для меньшего радиуса корпуса. Управление осуществляется автоматически из кабины бурильщика с помощью ПЛК (программируемого логического управления).

Рисунок 11 - Система спуска обсадных колонн (CDS)

Система сочетает в себе множество традиционных инструментов для спуска обсадных колонн:

- гидравлические ключи;
- элеваторы;
- инструменты для долива и циркуляции бурового раствора;
- компенсатор веса.

ССОК состоит из следующих устройств:

- Интегрированных в систему управляемых штропов с установленным на них элеватором, производящих подъем очередной трубы и установку ее в позицию для свинчивания;
- Специального клинового захвата, снабженного четырьмя сухарями, расположенными симметрично для обеспечения равномерного давления на стенки обсадной трубы, что повышает безопасность и надежность системы;
- Гидравлической системы, обеспечивающей номинальное рабочее давление 15 МПа для устойчивой работы всего комплекса оборудования;
- Системы равновесия, контролирующей распределение веса самого устройства и зажимаемой трубы, что позволяет избежать повреждения резьбы во время спуска обсадной колонны;
- Электронной системы управления, обеспечивающей правильную, точную и безопасную эксплуатацию ССОК во время работы.

ССОК обеспечивает захват и удержание обсадных труб, одновременное вращение и расхаживание обсадной колонны, циркуляцию бурового раствора в любой момент времени. Эти функции ССОК значительно повышают безопасность буровых работ и снижают риск спуска колонны в скважину с нарушенной геометрией ствола.

Система предназначена для работы с обсадными трубами диаметром от 4 ½ до 14 дюймов при температуре окружающей среды от -45°C до +55°C, она

универсальна, применяется совместно с нашими *СВП* и легко устанавливается на них, не требует изменений в применяемом буровом оборудовании. ССОК используется при строительстве как вертикальных, так и направленных скважин с большим отходом забоя, как сухопутных, так и морских скважин, с использованием как муфтовых, так и гладкопроходных безмуфтовых соединений.

По сравнению с традиционными способами спуска обсадных колонн, ССОК значительно упрощает процесс спуска обсадной колонны, снижает количество производимых операций, уменьшает объем применяемого оборудования и количество привлекаемого персонала, сокращает объем непроизводительного времени. Система позволяет выполнять операции быстрее, производительнее и безопаснее, снижая риски аварийных ситуаций, связанных с прихватами, недоспуском колонны, газовыми проявлениями, повреждениями соединений, прохождением сужений скважины, вынужденным подъемом колонны и ее повторным спуском.

Гидравлический ключ для обсадных труб

Ключ Canrig[®] Torq-Matic™ от компании Tesco разработан специально для реализации проекта «Бурение на обсадных трубах» полностью автоматизированный. С манипулятором шарнирной конструкции, дистанционным управлением, он обеспечивает безопасную работу персонала. А благодаря постоянным усовершенствованиям рабочей поверхности минимально воздействует на стенки обсадной трубы.



Рисунок 12 - Гидравлический ключ Canrig® Torq-Matic™

Особенности:

- Дистанционное управление ключем
- Множественные блокировки системы обеспечивают мгновенную возможность выключения, при авариях
- Возможность ручного управления, в тех случаях, где автоматическое не возможно.

Разбуриваемое долото PDC

Долото из разбуриваемого сплава Direct XCD представляет собой долото PDC, изготовленное специально для бурения вертикальных и наклонно-направленных интервалов до проектной глубины за одно долбление.

Калибрующая поверхность разбуриваемого долота Direct XCD может быть оснащена 13-, 16- или 19-мм резцами PDC, стандартными или класса premium. Наддолотный переводник изготавливается из долговечного сорта стали, а корпус – из сплава меди и бронзы. Данный уникальный сплав может быть разбурен любым долотом PDC после того, как долото Direct XCD достигнет проектной глубины, а обсадная колонна будет зацементирована. После разбуривания долота Direct XCD долото PDC может быть использовано для бурения следующего интервала, устраняя тем самым необходимость дополнительного долбления для разбуривания.

Рисунок 13 - Разбуриваемое долото PDC



Рисунок 14 - Конструкция разбуриваемого долота

Защита обсадной колонны

Важно знать, что обсадная колонна находится в хорошем состоянии после завершения бурения. Над сохранением состояния обсадной трубы после бурения боролись специалисты из нескольких компаний. Замеры проводились, когда промежуточный корпус был спущен и поднят несколько раз. На корпусе трубы не было обнаружено износа или повреждений, но некоторые соединения в нижней части корпуса были изношены с одной стороны. Защита от износа была разработана для муфт, которые решили эту проблему. Муфты защищены от этого износа путем установки «износных полос» на нижней половине корпуса 177,8 мм (7 ') (рис. 8). Эти ленты устанавливаются в полевых условиях с помощью портативного гидравлического обжимного инструмента. Нижний конец износостойких лент включает в себя твердый облицовочный материал из карбида вольфрама толщиной около 25,4 мм (1 "),

аналогичный тому, который используется для защиты от износа буровой трубы.

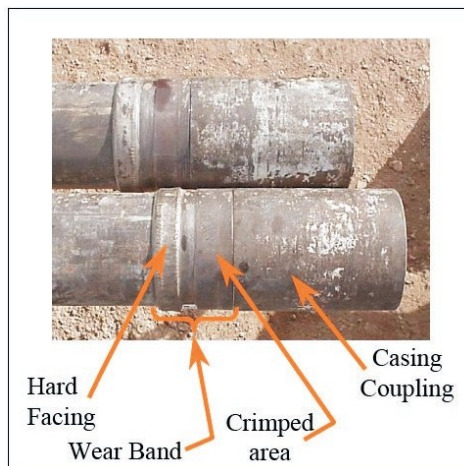


Рисунок 15 - Защитные полосы устанавливаются на низ обсадной колонны
Центраторы обсадной колонны

Цельнометаллический центратор обсадной колонны обеспечивает жесткое центрирование обсадной колонны для цементирования вертикальных и наклонно-направленных скважин. Центраторы размещаются снаружи обсадной колонны для обеспечения зазора между обсадной колонной и стенкой скважины во время применения технологии.

Конструкция центратора способствует механической кольматации, которая укрепляет ствол скважины для эффективного схватывания цемента, обеспечивающего целостность скважины. Цельнометаллический центратор обладает уникальной конструкцией и особым способом прикрепления. Центраторы придают обсадной колонне прочность и жесткость, позволяющие выдерживать внутрискважинные динамические нагрузки с сохранением зазора при значительных поперечных нагрузках.

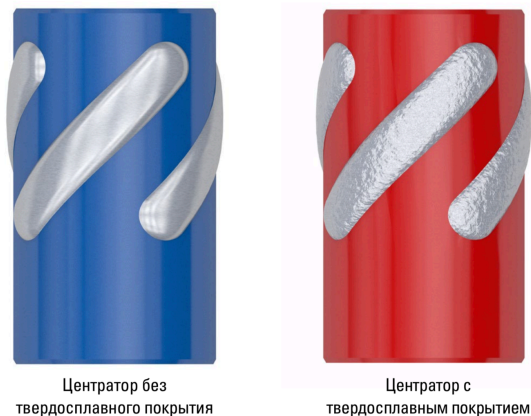


Рисунок 16 - Конструкция спиралевидных лопастей центратора обсадной
КОЛОННЫ

Цементирование

Система цементирования технологии TDDirect используется в связи с тем, что при бурении на обсадной колонне невозможно использовать стандартное оборудование с обратным клапаном. Система включает посадочный ниппель для цементировочной пробки (PLN), предварительно устанавливаемый в обсадной колонне, и цементировочную продавочную пробку (PDDP).

Цементирование обсадной колонны выполняется после достижения проектной глубины и подъема буровой КНБК на поверхность (в случае извлекаемой КНБК). Цементировочная продавочная пробка закачивается после последней пачки цементного раствора и фиксируется в PLN для поддержания давления и завершения операции цементирования.

Система обеспечивает очистку обсадной колонны или хвостовика позади цементной пачки и создает буфер между цементом и промывочной жидкостью. После спуска система обеспечивает буфер, не позволяющий цементу попасть в обсадную колонну или хвостовик.

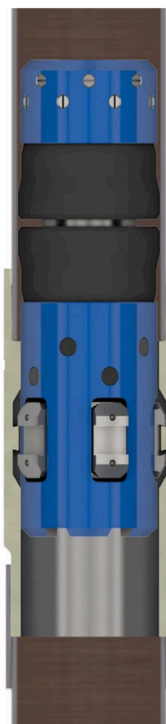


Рисунок 17 - Система закачки цемента, состоящая из цементирующей пробки и цементирующей продавочной пробки

Геофизические исследования скважин

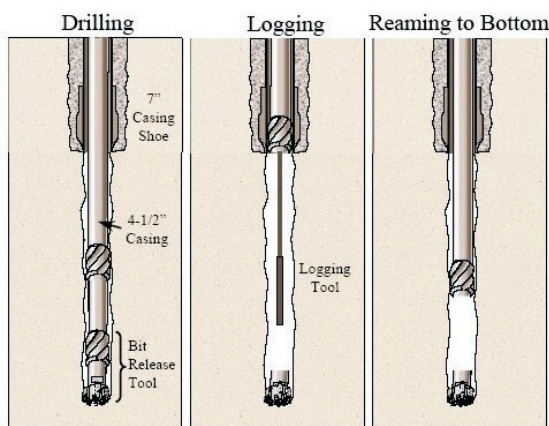


Рисунок 18 - Процедура каротажа

При использовании системы DwC™ исследование необсаженного ствола можно проводить несколькими способами, включая каротаж во время бурения и каротажные диаграммы. В настоящее время ведется исследование возможности проведения оценки пласта только при помощи диаграмм обсаженных скважин.

Каротаж открытых стволов скважины проводится следующим образом.

- Бурить до планируемой глубины при помощи обсадных колонн;

- Извлечь компоновку и расширить ствол под башмак диаметром;
- Спустить инструмент в скважину через колонну так же, как и при традиционном способе;
- После того, как каротаж завершен, обсадная колонна спускается до забоя и цементируется.

Подводя итоги вышесказанного технология бурения на обсадных трубах может устранить расходы, связанные с приобретением, обработкой, осмотром, транспортировкой, уменьшить проблемы появляющиеся во время бурения, связанные со СПО. Технология постоянно совершенствуется и набирает обороты с момента ее введения в 1999 году. Основываясь на знаниях, полученных на сегодняшний день, CDS в своем текущем состоянии разработки хорошо подходит для бурения более мягких пластов с размерами обсадных колонн 7”или более. В этих ситуациях скорость бурения может легко соответствовать обычным скоростям.

Резюмируя изложенную информацию можно сделать вывод о том, что данная технология является весьма перспективной, обладает внушительным перечнем преимуществ перед бурением скважин по стандартной технологии, а также имеет широкий диапазон возможностей применения. К сожалению, широта применения этой технологии не соответствует перечисленным достоинствам – другими словами, объемы бурения с применением данной технологии в России – оставляют желать лучшего. Причиной этому может быть высокая стоимость оборудования и неподготовленность персонала отечественных буровых подрядчиков.

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 БУ 4500/ 270 ЭК-БМЧ.

Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является [7]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1500 часов или 62,5 суток.

Нормативное время на подготовительные работы, которое зависит от глубины бурения скважины, составляет 72 часов или 3 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 264 часов или 11 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:

$$V_{\text{мех}} = 12,18 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Рейсовая скорость бурения:

$$V_{\text{рейс}} = 15,59 \frac{\text{м}}{\text{ч}}$$

Коммерческая скорость бурения:

$$V_{\text{ком}} = 4666,32 \frac{\text{м}}{\text{ст. мес}}$$

Средняя проходка на долото:

$$V_{\text{ср.пр.}} = 914 \text{ м.}$$

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	-	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	-	2

Согласно нормативной карты вышкомонтажные работы составляют 1500 часов или 62,5 суток. Календарное время бурения составляет 567,42 часов или 23,64 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 217,53 часов или 9,06 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	1500	62,5				
Бурение скважины	567,42	23,64				
Испытание скважины	317,53	9,06				

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]:

$$c_c^{1м} = 83\,571 \frac{\text{руб}}{\text{м}}.$$

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.

Результаты расчета [12] эффективности внедрения расширителя 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 11,1 ч и 860,1 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 Тюменской 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, отсутствию 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 2960 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 развитие новой технологии бурения скважин на обсадных трубах.

В разделе финансовый менеджмент была рассчитана нормативная карта строительства скважины и полная сметная стоимость строительства скважины, а также рассчитана эффективность внедрения расширителя Rhino AB 7250-188,9-220,7.

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	30	Четвертичные отложения	Q	-	1,3
30	70	Неогеновые отложения	N	-	1,3
70	160	Туртасская свита	P ₃ ³	-	1,3
160	260	Новомихайловская свита	P ₃ ²	-	1,3
260	310	Атлымская свита свита	P ₃ ¹	-	1,3
310	470	Тавдинская свита	P ₃ ¹ -P ₂ ³	-	1,3
470	690	Люлинворская свита	P ₂	-	1,3
690	780	Талицкая свита	P ₁	-	1,25
780	830	Ганькинская свита	K ₂ dm	-	1,25
830	980	Березовская свита	K ₂ kmst	-	1,25
980	1010	Кузнецовская свита	K ₂ kt	-	1,25
1010	1820	Покурская свита	K ₂ s-K ₁ al	-	1,25
1820	1990	Алымская свита	K ₁ a	-	1,25
1990	2180	Сангопайская свита	K ₁ brg	-	1,25
2180	2400	Усть-Балыкская свита	K ₁ g	-	1,25
2400	2880	Сортымская свита	K ₁ vb	-	1,25
2880	2910	Баженовская свита	J ₃ v	-	1,25
2910	2920	Георгиевская свита	J ₃ km	-	1,25
2920	2970	Васюганская свита	J ₃ ok	-	1,25
2970	3029	Тюменская свита	J ₂ bt-J ₁ t	-	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	
1	2	3	4	5
Q	0	30	Пески, супеси, суглинки, глины, торф, илы, гальки	Неравномерное чередование песков серых, разномерных; глин зеленовато-серых и бурых; лессовидных суглинков и супесей; торфяников, илов, лёссов, галек и гравия
N	30	70	Пески, супеси, суглинки, алевроиты, гальки, гравий	Неравномерное переслаивание песков серых, разномерных; алевролитов буровато- и желтовато-серых; суглинков и супесей лессовидных, серых; лёссов, галек и гравия
P ₃ ³	70	160	Глины, алевроиты, пески, диатомиты, глаукониты	Глины зеленовато- и буровато-серые, плотные; алевроиты зеленовато-серые, микрослоистые с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых тонкозернистых песков
P ₃ ²	160	260	Глины, пески, алевроиты, бурые угли, лигниты	Переслаивание песков серых и светло-серых, кварцевых; глин серых и буровато-серых; коричнево-бурых алевроитов с прослоями бурых углей, лигнитов и углистого детрита
P ₃ ¹	260	310	Пески, глины, алевроиты, бурые угли	Пески светло-серые, мелкозернистые, преимущественно кварцевые, водоносные; глины зеленовато-серые, вязкие, слюдястые с прослоями алевроитов, бурых углей и лигнита
P ₃ ¹ -P ₂ ³	310	470	Глины, алевролиты, сидериты, пириты	Глины зеленовато-светло-серые, вязкие, жирные, с прослоями алевроита и глинистого сидерита, с зёрнами пирита; имеется фауна пелеципод, фораминифер и радиолярий
P ₂	470	690	Глины, алевроиты, опоки, диатомиты, глаукониты	Глины серые, голубовато- и пепельно-серые с глауконитом и диатомитом; внизу-глины опоквидные, с прослоями алевроита и сидерита, с редкими включениями зёрен пирита
P ₁	690	780	Глины, алевролиты, монтмориллониты	Глины уплотнённые темно-серые, внизу-зеленоватые, алевроитистые, тонкоотмученные, местами с примесями кварцево-глауконитового алевролита, сидерита и песчаников

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5
K ₂ dm	780	830	Глины, известняки, мергели, сидериты	Глины желтовато-, зеленовато- и буровато-серые, известковистые, с прослоями глинистых известняков и мергелей, с зёрнами глауконита, пирита и сидерита темно-серого
K ₂ kmst	830	980	Глины, диатомиты, опоки	Глины серые, зеленовато-серые, тонкоотмученные, опоковидные, с остатками фауны моря; в верхнем ярусе-опесчаненные, в нижнем-с прослоями диатомитов и опок
K ₂ kt	980	1010	Глины	Глины тёмно- и залёно-серые, плотные с зёрнами глауконитов и обломками фауны моря
K ₂ s-K ₁ al	1010	1820	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли, глины, кварцы, слюды	Переслаивание серых, слабосцементированных и рыхлых песчаников, алевролитов, темно-серых глин, аргиллитов и известняков, с зёрнами янтаря, пирита, кварца; с частыми прослоями бурых углей и слюд
K ₁ a	1820	1990	Аргиллиты, алевролиты, глины, песчаники, слюды	Глины тёмные до чёрных, аргиллиты темно-серые, массивные, плотные, слюDISTые, битуминозные, с тонкими прослоями алевролитов светло-серых и глинистых песчаников
K ₁ brg	1990	2180	Алевролиты, аргиллиты, глины, песчаники, слюды	Чередование серо-цветных алевролитов слюDISTых, аргиллитов серых тонкослоистых и песчаников полимиктовых, мелкозернистых (заглинизированные пласты группы АС)
K ₁ g	2180	2400	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, глины, слюды	Кровля и подошва свиты-аргиллиты темно-серые, известковистые, слюDISTые, плотные; средняя часть-алевролиты битуминозные с прослоями глин и песчаников серых, аркозовых, массивных, гидрофильных (заглинизированные песчаные пласты ряда БС ₁₊₉)
K ₁ vb	2400	2880	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Чередование песчаников серых, кварцевых, массивных, гидрофильных, слюDISTых; алевролитов темно-серых, глинистых, с прослоями углистого и растительного детрита; аргиллитов тёмных, битуминозных, с прослоями глин; (нефтеносные пласты БС ₁₆₊₂₂)
J ₃ v	2880	2910	Аргиллиты, известняки, глины, песчаники, кремнезёмы, слюды, пириты	Аргиллиты буровато-чёрные, алевролитовые, слюDISTые; глины почти чёрные тонкоотмученные, местами известковистые, плотные, слюDISTые, кремнезёмистые, с пиритом, фауной и растительным детритом; (трещиноватый заглинизированный пласт ЮС ₀)

Окончание таблицы Б.2

1	2	3	4	5
J ₃ km	2910	2920	Аргиллиты, известняки, глины, кремнезёмы	Аргиллиты серые и темно-серые с включениями зёрен глауконита, известняки серые слюдистые, кремнезёмистые, заглинизированные, глинисто-известковистые породы
J ₃ ok	2920	2970	Аргиллиты, песчаники, алевролиты, глаукониты	Переслаивание массивных темно-серых аргиллитов, серых плотных слюдистых алевролитов и песчаников серых, мелкозернистых (продуктивный нефтеносный пласт ЮС ₁)
J ₂ bt-J ₁ t	2970	3029	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, сидериты, глины, угли	Чередование тёмных углистых глин, глинистых сидеритов, серых алевролитов и песчаников полимиктовых, мелкозернистых (малопродуктивные нефтенасыщенные пласты ЮС ₂ , ЮС ₃); внизу-аргиллиты чёрные, плотные, массивные, с обильным углистым детритом

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Краткое название основной горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мДарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, кгс/мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая и т.д.)
	2	3											
Q	0	30	супесь	2,10	30	1960	20	0,7	—	—	—	III÷VI	М
N	30	70	супесь	2,13	30	1960	20	0,7	—	—	—	III÷VI	М
P ³	70	160	глина	2,24	10	5	90	1,5	2÷10	4÷10	3,9	II÷IV	М
P ²	160	260	песок	2,20	15	100	25	1,2	—	—	—	III÷VI	М
P ¹	260	310	песок	2,22	15	50	25	1,5	—	—	—	III÷VII	М
P ¹ ÷ P ³	310	470	глина	2,27	10	5	90	1,0	2÷13	5÷14	4,4	II÷IV	М
P ₂	470	690	глина	2,31	10	1	95	1,2	2÷11	4÷13	4,5	II÷IV	М
P ₁	690	780	глина	2,35	10	0	100	1,5	2÷10	4÷12	4,3	II÷IV	М
K ₂ dm	780	830	глина	2,34	10	7	95	1,8	2÷12	4÷13	4,2	II÷V	М
K ₂ kmst	830	980	глина	2,33	12	9	90	2,0	3÷14	5÷16	4,1	II÷V	МС
K ₂ kt	980	1010	глина	2,34	14	12	80	2,0	3÷21	7÷22	4,0	III÷VI	МС
K ₂ s ÷ K ₁ al	1010	1820	песчаник	2,16	22÷33	375	10÷23	6÷15	9÷103	13÷109	1,1÷4,2	VI÷VIII	МС, С
K ₁ a	1820	1990	глина	2,34	12	11	80	2,0	4÷26	6÷28	4,0	II÷V	МС, С
K ₁ brg	1990	2180	алевролит	2,35	14÷26	12	55	2,6	21÷75	21÷78	3,5	III÷VI	МС, С
K ₁ g	2180	2400	аргиллит	2,36	13	11	80	2,0	7÷38	9÷42	4,0	III÷V	МС, С
K ₁ vb	2400	2880	алевролит	2,39	8÷12	2,2	20÷38	9,0	106	127	3,0	III÷VIII	С
J ₃ v	2880	2910	аргиллит	2,40	10	1,5	85	3,4	27÷79	88	3,8	III÷VIII	С
J ₃ km	2910	2920	алевролит	2,42	11	2,5	60	6,4	31÷84	96	3,1	III÷VIII	С
J ₃ ok	2920	2970	песчаник	2,1÷2,3	17,2	44,9	11÷17	12,3	123	134	2,57	IV÷VIII	С
J ₂ bt ÷ J ₁ t	2970	3029	аргиллит	2,43	10	1,5	85	4,3	30÷80	90	3,8	III÷VIII	СТ

Таблица Б.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Градиенты							
			Пластового давления		Гидроразрыва пород		Горного давления		Геотермический	
	от (верх)	до (низ)	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, кгс/см ² на м	Источник получения	Величина, град 100 м	Источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q ÷ P ₁	0	780	0,100	расчёт	0,200	расчёт	0,21	расчёт	2,97	РФЗ
K _{2dm} ÷ K _{2kt}	780	1010	0,100	расчёт	0,200	расчёт	0,21	расчёт	3,01	РФЗ
K _{2kt} ÷ K _{1al}	1010	1820	0,101	расчёт	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,12	РФЗ
K _{1a} ÷ J _{3ok}	1820	2391	0,102	расчёт	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,21	РФЗ
K _{1a} ÷ J _{3ok} (BC ₁₀)	2391	2418	0,065	расчёт	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,21	РФЗ
K _{1a} ÷ J _{3ok}	2418	2865	0,102	расчёт	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,21	РФЗ
J _{3ok} (ЮС ₁)	2865	2879	0,104	РФЗ	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,23	РФЗ
J _{2bt} ÷ J _{1t}	2879	2940	0,104	РФЗ	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,25	РФЗ
J _{2bt} ÷ J _{1t} (ЮС ₂)	2940	2979	0,105	РФЗ	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,25	РФЗ
J _{2bt} ÷ J _{1t}	2979	3029	0,105	РФЗ	0,178	расчёт	0,22	расчёт	3,25	РФЗ

Приложение В
(обязательное)

Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица В.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Ожидаемая плотность нефти, г / см ³	Ожидаемое пластовое давление, кгс / см ²	Ожидаемое содержание <u>серы %</u> парафина %	Ожидаемый средний дебит, т / сут.	Ожидаемый газовый фактор, м ³ / т	Ожидаемая плотность газа, кг / м ³	Динамический уровень в конце эксплуатации, м	Ожидаемая забойная температура на глубине продуктивного горизонта, град.С
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
БС10	2391	2418	поровый	0,827	245	1,48 / 2,03	-	41	-	-	78
Ач2	2779	2788	поровый	0,723	280	2,45 / 3,50	-	85	-	-	88
J _{3ok} (ЮС ₁)	2865	2879	поровый	0,734	298	0,99 / 1,62	55	83	1,036	2765	92
J _{2bt} ÷ J _{1t} (ЮС ₂)	2940	2979	поровый	0,733	310	1,50 / 3,10	53	61	1,036	2765	96

Таблица В.2 – Водоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Ожидаемый дебит, м ³ /сут	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Тип воды по Сулину	Минерализация, г/л
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы				
						Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ⁺²	Ca ⁺²		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q ÷ P ₃ ¹	0	310	поровый	1,000	до 120	пригодны для питьевого и технического водоснабжения						Гидрокарбонатные	0,2
K _{2S} ÷ K _{1av}	1010	1820	поровый	1,010	до 4000 водозаборные скважины	92	—	2,0	91	2,4	7,1	хлоридно-кальциевые	15 ÷ 19
K _{1vb}	2400	2880	поровый	1,001	до 30,0	154	0,12	21,3	185	0,59	1,98	карбонатно-натриевые	12,0
J _{3ok} (ЮС ₁)	2865	2879	поровый	1,004	55,0	120	0,31	23,6	176	0,98	1,93	карбонатно-натриевые	12,3
J _{2bt} ÷ J _{1t} (ЮС ₂)	2940	2979	поровый	1,008	53,0	120	0,31	23,6	176	0,98	1,93	карбонатно-натриевые	12,3

Приложения Г
(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица Г.1 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ / час	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
$Q \div P_3^1$	0	310	до 5,5	Отклонение параметров бурового раствора от проектных; несоблюдение скоростей СПО; несвоевременные промывки во время проведения СПО; отклонения в технологии промывки ствола скважины; образование „сальников” и „поршневание” ствола скважины при проведении СПО.
$K_{2S} \div K_{1al}$	1010	1820	до 3,5	

Таблица Г.2 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия пород до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			мощность, м	скорость, м/час	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q ÷ P ₂	0	690	1 ÷ 3	интенсивные	690	100÷120	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, превышение скорости СПО, организационные простои, не-своевременная реакция на первичные признаки начинающихся осложнений.
P ₁ ÷ K ₂ kt	690	1010	2 ÷ 4	слабые (при наклоне ствола менее 40°)	320	100÷120	
K ₂ s ÷ J ₁ t	1010	3029	3 ÷ 5	слабые	2019	100÷120	

Таблица Г.3 – Газонефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
K _{2s} ÷ K _{1al}	1010	1820	вода	Свободный газ отсутствует	1,010	Снижение гидростатического давления в стволе скважины из-за: недолива заполняющей скважину жидкости; подъёма бурильного инструмента с „сальником” или (и) на повышенной скорости; -снижения плотности жидкости, заполняющей скважину, ниже допустимой величины; - диффузионного газирования промывочной жидкости в интервалах вскрытых продуктивных пластов во время длительных простоев без циркуляции.
K _{1g} ÷ K _{1vb} (BC ₁₀)	2391	2418	нефть+вода		0,827	
K _{1vb} (Aч2)	2779	2788	нефть+вода		0,723	
J _{3ok} (ЮС ₁)	2865	2879	нефть+вода		0,734	
J _{2bt} ÷ J _{1t} (ЮС ₂)	2940	2979	нефть+вода		0,733	

Таблица Г.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
$Q \div P_2$	0	690	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, недостаточная очистка бурового раствора и ствола скважины от шлама, нарушение технологии и режимов промывки ствола скважины, оставление бурильного инструмента в открытом стволе без движения при остановках процессов бурения и СПО.
$K_{2s} \div K_{1al}$	1010	1820	
$K_{1vb} \div J_{1t}$	2865	3029	

Таблица Г.5 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал (по вертикали), м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия его возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
$K_{2s} \div K_{1al}$	1010	1820	Разжижение глинистого раствора	Нарушение режима промывки скважины, разбавление бурового раствора агрессивными пластовыми водами в результате несоответствия фактических параметров бурового раствора его проектным параметрам, указанным в ГТН.
$K_{1a} \div J_{1t}$	1820	3029	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	2960	Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м									1,35
Глубина кровли продуктивного пласта, м	2940	Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м									2,77
Отход скважины, м	1000	Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град									18
Длина интервала бурения по пласту, м	500	Зенитный угол в конце второго участка набора угла, град									80
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град	90	Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град									90
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	150	150,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	150,00	150,00
2	150,00	181,15	131,15	0,00	20,77	20,77	0,00	18,00	150,00	283,33	133,33
3	281,15	2800,00	2518,85	20,77	839,20	818,43	18,90	18,00	283,33	2931,18	2648,48
4	2800,00	2940,00	140,00	839,20	1000,25	161,05	18,90	80,00	2931,18	3155,98	224,17
5	2960,00	2960,00	0	1000,25	1228,85	228,60	80,00	90,00	3155,98	3385,75	229,77
6	2960,00	2960,00	0	1228,85	1499,08	270,23	90,00	90,00	3385,75	3655,98	270,23
Итого	Σ		2960,00	Σ		1499,08	-		Σ		3655,98

Приложение Е (обязательное)

Данные по проектированию конструкции скважины

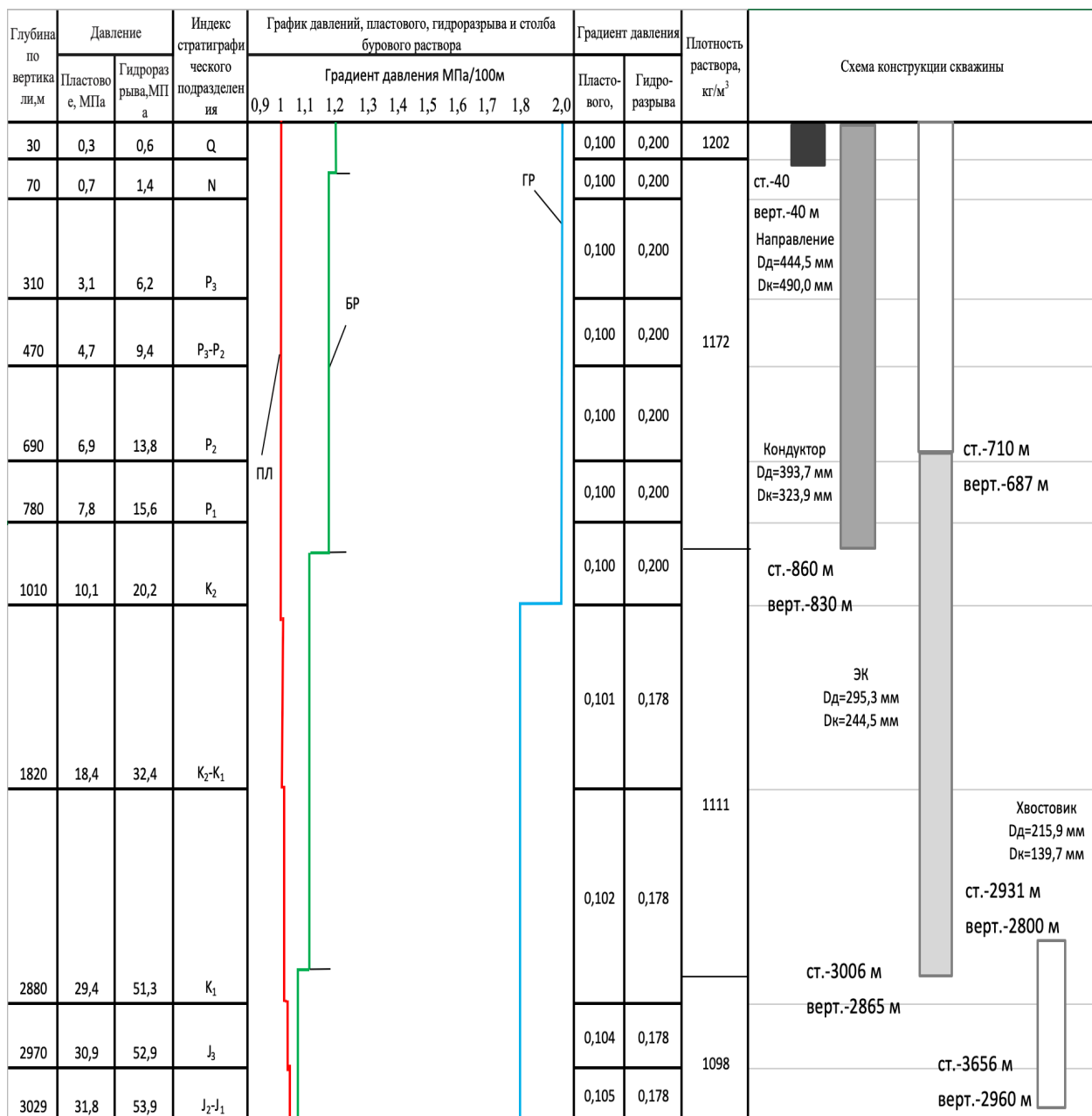


Рисунок Е.1 – Совмещенный график давлений

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 забою	Масса, кг
					Резьба к устью	Тип соединения к устью	
1	Шаровой кран КШЗ-133Р1	0,43	133	62	3-147	ниппель	37
					3-147	муфта	
2	Фильтр	-					
3	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.
0-40	ПК 127х9,19 Р	16	127	69,9	0,0267	2,046	6,43	2,71	>10	7,77
40-830	ПК 127х9,19 Р	728,9	127	69,9	0,0267	22,76	32,39	4,60	5,27	3,31
830-2865	ПК 127х9,19 Р	2345	127	69,9	0,0267	73,22	61,36	1,89	3,26	2,38
2865-2960	ПК 127х9,19 Р	650	127	69,9	0,0267	81,71	26,95	1,82	8,52	5,82
	ПК 127х9,19 Р	2617	127	69,9	0,0267	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 забою	Масса, кг	Назначение
					Резьба к устью	Тип соединения к устью		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под направление (0-40 м)								
1	Долото БИТ 490 (19 19/64) Z20RSJ	0,455	490,0	-	3-152	ниппель	140	Бурение вертикального участка под направление, проработка ствола перед спуском направления
2	Переводник М 3-152/171	0,50	203	90	3-152	муфта	50	
					3-171	муфта		
3	УБТ 203x90 Д	24	229	90	3-171	ниппель	6560	
					3-171	муфта		
4	Переводник П 3-171/133	0,52	203	90	3-171	ниппель	50	
					3-133	муфта		
5	ПК-127x9,19 Р	0,52	203	69,9	3-133	ниппель	378	
					3-133	муфта		
Σ							7178	

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под кондуктор (40-860 м)								
1	Долото БИТ 393,7 ВТ 619 У.30	0,4	393,7	-	3-152	ниппель	80	Бурение вертикального участка под кондуктор, проработка ствола перед спуском кондуктора
2	Калибратор КП1-393,7 СТК-152/152	1,27	393,7	100	3-152	муфта	200	
					3-152	муфта		
3	ВЗД ДГР-240М.7/8.41	8,25	240	-	3-152	ниппель	1851	
					3-171	муфта		
4	Клапан обратный КО-240	0,77	240	78	3-171	ниппель	115	
					3-171	муфта		
5	Клапан переливной КП-240	0,6	240	55	3-171	ниппель	107	
					3-171	муфта		
6	Телесистема ЗТС МРТ (с НУБТ)	12	203	140	3-171	ниппель	4720	
					3-171	муфта		
7	УБТ 178*80 Д	9,45	229	90	3-171	ниппель	3276	
					3-171	муфта		
8	Переводник П 3-171/163	0,5	203	95	3-171	ниппель	50	
					3-163	муфта		
9	УБТ 203*76 Д	12	203	76,2	3-163	ниппель	2628	
					3-163	муфта		
10	Переводник П 3-163/147	0,5	203	95	3-163	ниппель	50	
					3-147	муфта		
11	УБТ 178*80 Д	12	178	80	3-147	ниппель	1872	
					3-147	муфта		
12	Переводник П 3-147/133	0,5	185	101	3-147	ниппель	50	
					3-133	муфта		
15	ПК-127х9,19 Р	802	127	69,9	3-133	ниппель	21413	
					3-133	муфта		
Σ							36412	

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Бурение под эксплуатационную колонну (860-3006 м)								
1	Долото БИТ 295,3 В 619 У.30	0,383	295,3	-	3-117	ниппель	47	Бурение интервала набора угла, интервала стабилизации, интервала набора угла, проработка ствола перед спуском эксплуатационной колонны
2	Калибратор КС1-295,3 К-117/117	1,13	295,3	113	3-117	муфта	450	
					3-117	ниппель		
3	Переводник П 3-117/152	0,7	203	95	3-117	муфта	44	
					3-152	муфта		
4	ВЗД ДГР-240М.7/8.41	8,25	240	-	3-152	ниппель	1851	
					3-171	муфта		
5	Клапан обратный КОБ-240	0,927	172	78	3-171	ниппель	98	
					3-171	муфта		
6	Клапан переливной ПК-240	0,57	172	50	3-171	ниппель	75	
					3-171	муфта		
7	Переводник П 3-171/108	0,7	178	95	3-171	ниппель	50	
					3-108	муфта		
8	Телесистема ЗТС МРТ (с НУБТ)	21,35	203	95	3-108	ниппель	6450	
					3-108	муфта		
9	Переводник П 3-108/171	0,5	203	95	3-108	ниппель	50	
					3-171	муфта		
10	БТ АБТ 147*9 Д	1000	147	90	3-171	ниппель	1440	
					3-171	муфта		
11	УБТ 203*100 Д	24	203	100	3-171	ниппель	4608	
					3-171	муфта		
12	ЯГБ-229	21,42	172	76	3-171	ниппель	730	
					3-171	муфта		
13	Переводник П 3-171/147	0,5	203	95	3-171	ниппель	50	
					3-147	муфта		

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
14	УБТ 146*80 Д	12	178	80	3-147	ниппель	1872		
					3-147	муфта			
15	Переводник П 3-147/133	0,5	178	95	3-147	ниппель	50		
					3-133	муфта			
16	ПК-127x9,19 Д	1913	127	69,9	3-133	ниппель	51077		
					3-133	муфта			
Σ							68942		
Бурение под хвостовик (3006-3656 м)									
1	Долото БИТ 215,9 ВТ 613 УСВ.323-01	0,4	215,9	-	3-117	ниппель	42		Бурение интервала стабилизации, горизонтального участка, проработка ствола перед спуском хвостовика
2	Калибратор КС1-215,9 К-117/117	1,057	215,9	100	3-117	муфта	90		
					3-117	ниппель			
3	ВЗД ДГР-195М.9/10.42	7,9	195	-	3-117	муфта	1337		
					3-147	муфта			
4	Клапан обратный КОБ-203	0,7	203	78	3-147	ниппель	44		
					3-147	муфта			
5	Клапан переливной ПК-203	0,6	203	70	3-147	ниппель	44		
					3-147	муфта			
6	Клапан переливной ПК-120	0,48	120	28	3-147	ниппель	28		
					3-147	муфта			
7	Переводник П 3-147/133	0,5	203	95	3-147	ниппель	50		
					3-133	муфта			
8	Телесистема ЗТС МРТ (с НУБТ)	21,45	172	83	3-133	ниппель	6362		
					3-133	муфта			
9	ПК-127x9,19 Д	600	127	69,9	3-133	ниппель	16020		
					3-133	муфта			
10	ТБТ-127x76	250	127	76,2	3-133	ниппель	18630		
					3-133	муфта			

Окончание таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
11	Переводник П 3-133/171	0,5	133	70	3-133	ниппель	50		
					3-171	муфта			
12	ЯГБ-203	21,84	203	69	3-171	ниппель	498		
					3-171	муфта			
13	Переводник П 3-171/133	0,465	203	95	3-171	ниппель	50		
					3-133	муфта			
14	ТБТ-127х76	250	127	76,2	3-133	ниппель	18630		
					3-133	муфта			
15	ПК-127х9,19 Д	2500	127	108,6	3-133	ниппель	66750		
					3-133	муфта			
Σ							111855		

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	40	1,17	0,4	40		9,81	бentonитовый			
40	860	1,16	7,8	830			полимер-глинистый			
860	3006	1,08	21,9	2865			биополимерный			
3006	3656	1,07	31,8	2960						
Результаты проектирования										
интервал бурения по стволу, м		плотность, кг/м ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	рН	сод. песка, %	ДНС, дПа	ПВ, сПз
0	40	1202	6-10	12-20	50-80	<12	8-8,5	<2,0	12-20	10-12
40	860	1172	10-40	20-60	40-60	<6	8-10	<0,5	50-90	12-35
860	3006	1111	30-40	40-70	40-60	<6	8-10	<0,5	60-100	10-15
3006	3656	1098	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 _{каверн}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от (верх)	до (низ)					
0	40	40	490,0	-	1,30	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м ³						0,33
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м ³						5,91
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м ³						0,16
Объем раствора в конце бурения интервала, м ³						55,81
Общая потребность бурового раствора на интервале, м ³						62,21
Объем раствора к приготовлению, м ³						62,21
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал, м ³						33,48
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота, мм	Внутр. диаметр предыд. обсадной колонны, мм	K _{каверн}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от (верх)	до (низ)					
40	860	820	393,7	406,0	1,27	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м ³						6,79
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м ³						80,10
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м ³						3,36
Объем раствора в конце бурения интервала, м ³						177,96
Общая потребность бурового раствора на интервале, м ³						268,21
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала, м ³						33,48
Объем раствора к приготовлению, м ³						234,73

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)					
860	3192	2146	295,3	306,9	1,25	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						28,70
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						158,71
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						10,30
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						500,68
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						698,39
Объем раствора к приготовлению, м^3						698,39
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал, м^3						300,451
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)					
3006	3656	650	215,9	216,9;220,5	1,25	
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации, м^3						4,50
Расчетные потери бурового раствора при очистке, м^3						28,11
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО, м^3						8,61
Объем раствора в конце бурения интервала, м^3						760,44
Общая потребность бурового раствора на интервале, м^3						802,56
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала, м^3						300,41
Объем раствора к приготовлению, м^3						502,15

Таблица Л.3 – Результаты расчета потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH (каустическая сода)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	56	3	188	8	280	12	200	8	724	31
Бентопорошек	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтраотдачи	1000	3732	4	-	-	-	-	-	-	3732	4
Кальцинирован- ная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	50	2	211	9	559	23	401	16	1221	50
БСР	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твёрдой фазы	200	37	2	-	-	41903	209	30129	150	72069	361
Барит BarWAD	Регулятор плотности	25	211	9	168	7	42	2	24	1	445	19
Камцел 1000	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	1000	-	-	1878	76	-	-	-	-	1878	76
Праестол 2540 Н	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	70	3	-	-	-	-	70	3
Оптилуб	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	200	-	-	234	2	-	-	-	-	234	2
Реаком	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	-	-	24	1	-	-	-	-	24	1
AMIROL	Регулятор фильтрации	25	-	-	-	-	11174	12	8034	9	19208	21
Seurvey FL	Регулятор фильтрации	25	-	-	118	5	-	-	-	-	118	5

Окончание таблицы Л.3

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Биолуп LVL	Снижение коэффициента трения в скважине	200	-	-	105	1	12571	63	9038	45	21714	109
XSNTHAN GUM	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	-	-	2375	95	1707	68	4082	163
ИККАРБ 75	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	34919	35	25107	26	60026	61
Икбак	Защита от микробиологической деструкции	25	-	-	-	-	279	12	200	9	479	21
Икдефом	Предотвращение пенообразования	25	-	-	-	-	279	12	200	9	479	21

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	40	бурение	0,561	0,053	периферийная	1	70	99	3,19
Под кондуктор									
40	860	бурение	0,439	0,050	периферийная	0	10	97,5	2,87
Под техническую колонну									
860	3006	бурение	0,756	0,079	периферийная	8	9,5	95,9	4,24
Под эксплуатационную колонну									
3006	3656	бурение	0,663	0,057	периферийная	6	8	92,6	2,82

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	
от (верх)	до (низ)										
0	40	бурение	УНБТ-1180	2	90	190	247,5	0,85	125	51,4	102,8
40	860	бурение	УНБТ-1180	2	90	170	247,5	0,85	105	34,4	68,8
860	3006	бурение	УНБТ-1180	1	90	190	367,2	0,85	105	43,09	43,09
3006	3656	бурение	УНБТ-1180	1	90	140	367,2	0,85	110	20,94	20,94

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
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	40	бурение	91,3	68,4	-	21,1	0,1	10
40	860	бурение	236,0	65,1	-	100,7	1,3	10
860	3006	бурение	205,2	49,0	46,9	94,6	7,8	10
3006	3656	бурение	168,3	56,2	19,4	70,5	33,6	10

Приложение Н (обязательное)

Схема обвязки цементировочной техники

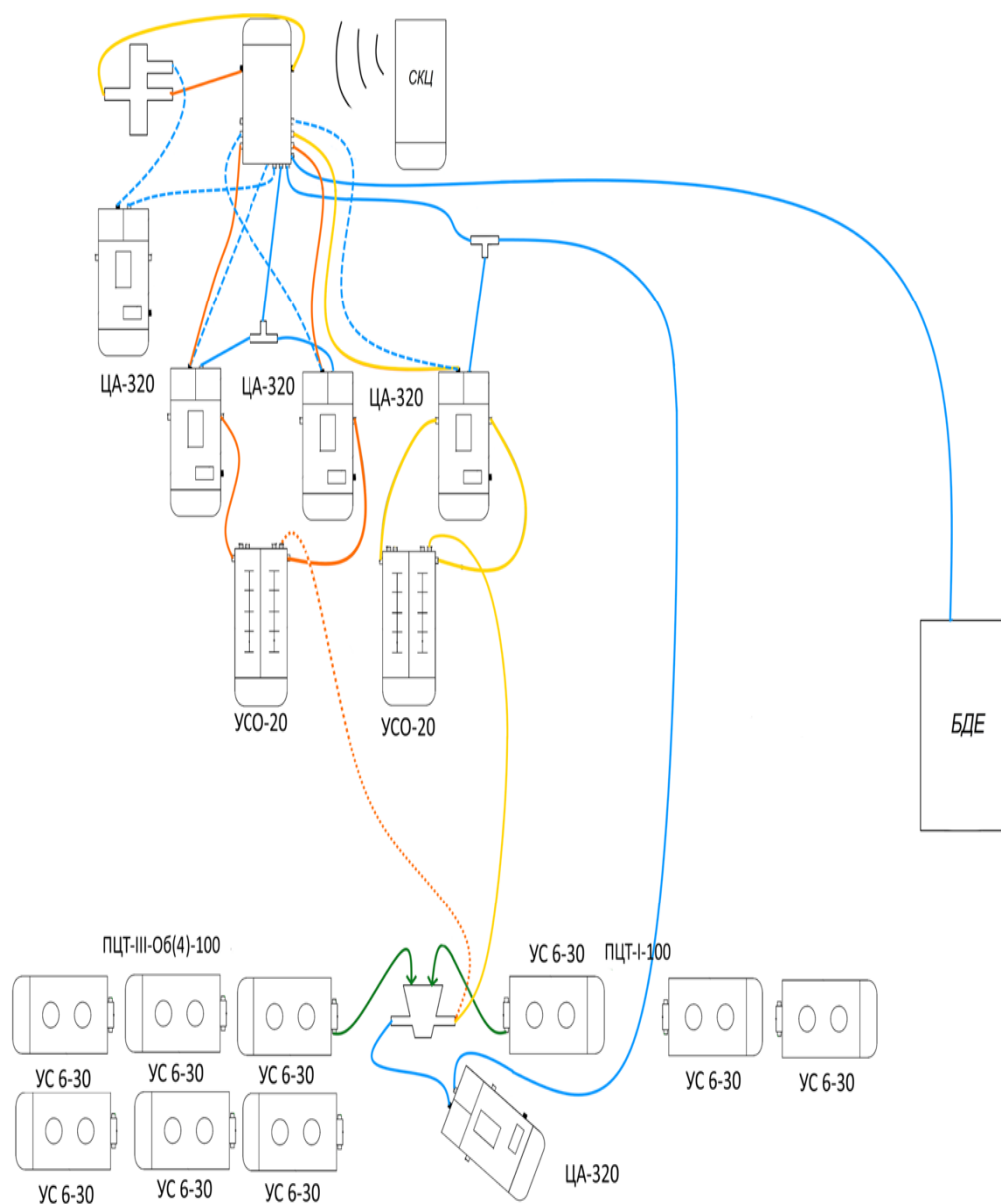


Рисунок Н.1 – Схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение П
(обязательное)

Технологическая оснастка обсадных колонн

Таблица П.1 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик, 140	БКОК-140 «Нефтемаш»	3656	3656	1	1
	ЦКОД-140 «Нефтемаш»	3646	3646	1	1
	ЦТГ 146/216 «Нефтемаш»	2931	3656	73	73
	ПХН1-140/245 «Тяжпрессмаш»	2929	2931	1	1
	МГ-ТПХ-140/245 «ТатПром-Холдинг»	2931	2933	1	1
	МШ-ТПХ-140/245 «ТатПром-Холдинг»	2933	2935	1	1
Эксплуатационная, 245	БКМ-324 «Нефтемаш»	3006	3006	1	1
	ЦКОД-324 «Нефтемаш»	3996	3996	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	703	17	85
		703	2501	53	
		2501	3006	15	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	703	2501	90	140
		2501	3006	50	
ПРП-Ц-Н 254 «Нефтемаш»	3996	3996	1	1	
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	3995,5	3995,5	1	1	
Кондуктор, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	860	860	1	1
	ЦКОД-324 «Нефтемаш»	850	850	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	40	4	39
		40	150	3	
		150	710	24	

Окончание таблицы П.1

		710	860	6	
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	850	850	1	1
Направление, 426	БКМ-426 «Нефтемаш»	40	40	1	1
	ЦКОД-426 «Нефтемаш»	30	30	1	1
	ЦПЦ 426/490 «Нефтемаш»	0	30	3	3
	ПРП-Ц-В 426 «Нефтемаш»	30	30	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.

Техническая характеристика 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

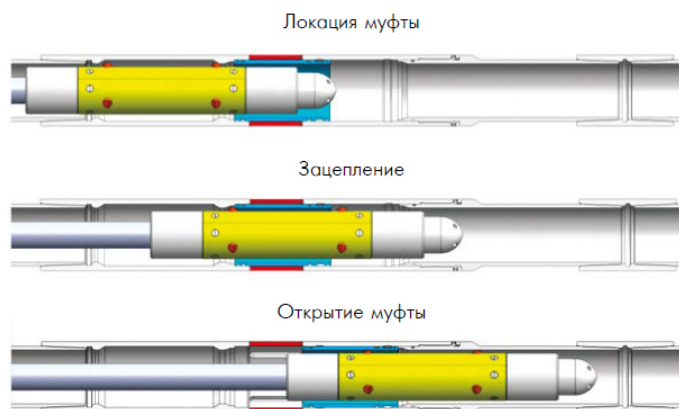


Рисунок Р.1 – Этапы работы ключа

Приложение С
(обязательное)

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица С.1 – Матрица SWOT

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

Таблица С.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										1500,00
Подготовительные работы к бурению										72,00
Бурение под направление	490 (19 19/64) GRD213	0	40	400	0,02	40	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	393,7 (15 ½) FD519SM	40	860	3200	0,04	766	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)										56,34
ПГИ (ЕНД)										4,98
Ремонтные работы (ЕНД)										5,2
Смена вахт (ЕНД)	1									
Итого:										115,04

Продолжение таблицы С.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:	295,3 (11 5/8) FD616SM	860	3003	3200	0,06	897	0,28	53,82	4,64	58,46 0,65 6,60 0,23 0,44 0,47 0,08 59,38 7,37 7,18 1,3 142,16
Бурение под хвостовик: 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:	215,9 (8 ½) FD616MH	3003	3656	3200	0,08	1849	0,58	147,92	10,28	153,1 0,84 12,83 0,23 0,44 0,47 0,16 94,82 13,20 14 2,5 292,66
Испытание скважины на продуктивность										217,53

Таблица С.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 С.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												
490 (19 19/64) GRD213	шт.	3152,3	-	-	0,1	315,23	-	-	-	-	-	-
393,7 (15 ½) FD519SM	шт.	2686,4	-	-	-	-	0,24	664,74	-	-	-	-
295,3 (11 5/8) FD616SM	шт.	4910,6	-	-	-	-	-	-	0,29	1424,07	-	-
215,9 (8 ½) FD616MH	шт.	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-	0,58	3035,95
1-КА393,7 СТК	шт.	495,9	-	-	-	-	0,3	148,77	-	-	-	-
1-КА295,3 СТК	шт.	458,9	-	-	-	-	-	-	0,3	137,67	-	-
1-КА215,9 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 С.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик	
			кол-во	сум-ма	кол-во	сум-ма	кол-во	сум-ма	кол-во	сум-ма
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-426	шт.	78,01	1	78,01	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-324	шт.	41,26	-	-	1	41,26	-	-	-	-
Башмак колонный БКМ-245	шт.	31,65	-	-	-	-	1	31,65	-	-
Башмак колонный БКМ-140	шт.	12,75	-	-	-	-	-	-	1	12,75
Центратор ПЦ-426/490	шт.	29,3	3	87,90	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-	31	579,7
Центратор ЦПН 178/245	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	11	205,7
Центратор ЦПН 178/216	шт.	18,7	-	-	-	-	-	-	46	860,2

Продолжение таблицы С.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Центратор-турбулизатор ЦТГ 140/216	шт.	15,5	-	-	-	-	-	-	2	31,0
Центратор ЦПН 140/216	шт.	15,5	-	-	-	-	-	-	78	1209,0
ЦКОДМ-426	шт.	125,6	1	125,6	-	-	-	-	-	-
ЦКОДУ-324	шт.	113,1	-	-	1	113,1	-	-	-	-
ЦКОДУ-245	шт.	105,0	-	-	-	-	1	105,0	-	-
Пробка продавочная ПРП-Ц-426	шт.	80,5	1	80,5	-	-	-	-	-	-
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-Н-245	шт.	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-
ММЦ6.140	шт.	3345	-	-	-	-	-	-	1	3345,0
ПДМ5.140	шт.	1545	-	-	-	-	-	-	1	1545,0
Головка цементировочная ГЦУ-426	шт.	3960	1	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт.	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт.	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-178	шт.	2670	-	-	-	-	-	-	1	2670
Итого затрат, зависящих от времени	руб.		7032,67		11961,05		12524,85		21835,75	
Затраты, зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426x10	м	48,26	40	1930,40	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 324x8,5	м	37,21	-	-	806	29991,26	-	-	-	-
Обсадные трубы 245x7,9	м	28,53	-	-	-	-	1703	48586,59	-	-
Обсадные трубы 178x10,4	м	26,3	-	-	-	-	-	-	90	2367,0
Обсадные трубы 178x9,2	м	25,61	-	-	-	-	-	-	2693	68967,73
Обсадные трубы 140x7,7	м	19,64	-	-	-	-	-	-	769	15103,16
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				

Окончание таблицы С.4

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 С.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 С.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 С.6 – Расчет эффективности внедрения технологии бурения

№ п/п	Показатель	Долото PDC БИТ 215,9 ВТ 613 СВ. 323-01	Расширитель Rhino АВ 7250- 188,9-220,7
1	Колонна, под которую сооружается интервал	Хвостовик	
2	Способ бурения	ГЗД	
3	Глубина сооружаемого интервала, м	2865	
4	Интервал по стволу, м	3006-3656	
Расчет			
5	Длина сооружаемого интервала, м	650	
6	Количество долблений	$650/3200 = 0,20$	0,09
7	Время бурение интервала, ч	$0,08*650 = 52$	37,8
8	Время бурения с учетом СПО, ч	$52 + 11,3 = 63,3$	51,1
9	Время крепления интервала, ч	90,1	78,9
10	Экономия времени, ч	11,1	
11	Стоимость работы эксплуатации буровой установки, руб./ч	45 825	
12	Эксплуатационные затраты на бурение с учетом времени СПО, руб.	2 900 722	2 341 657
13	Экономия эксплуатационных затрат, руб.	559 065	
14	Экономия себестоимости метра проходки в интервале, руб.	860,1	
15	Интегральный финансовый показатель	$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{1\ 300\ 000}{2\ 667\ 700} = 0,48$	

Приложение Т
(обязательное)

Геолого-технический наряд на строительство скважины

Приложение У
(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны для бурения интервала под эксплуатационную колонну