

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2650 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m2650):622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Журавлев Дмитрий Викторович		

Руководитель

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бойко Игорь Алексеевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.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
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 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	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Журавлеву Дмитрию Викторовичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 2650 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019 №1016/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	30.05.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 70 м ³ /сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> – Обоснование конструкции скважины (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины). – Углубление скважины (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).

	<ul style="list-style-type: none"> – Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин). – Выбор буровой установки. – Прихваты (классификация, условия возникновения, профилактика и ликвидация)
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Прихваты (классификация, условия возникновения, профилактика и ликвидация)	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.02.2019 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		15.02.2019 г.

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бойко Игорь Алексеевич			15.02.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Журавлев Дмитрий Викторович		15.02.2019

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:	30.05.2019 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2019	Общая и геологическая часть	10
05.03.2019	Технологическая часть	40
30.03.2019	Специальная часть	20
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		12.02.2019 г.

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Бойко Игорь Алексеевич			12.02.2019 г.

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			12.02.2019 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Журавлеву Дмитрию Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

*Организационная структура управления
Линейный календарный график выполнения работ
Графики динамики и сравнения показателей*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.02.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		15.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Журавлев Дмитрий Викторович		15.02.2019

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Журавлеву Дмитрию Викторовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	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>Площадка строительства скважины на нефть и газ.</p> <p>Вредные факторы рабочего места бурильщика ЭРБ скважин на нефть и газ.</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума; – повышенный уровень вибрации; – недостаточное освещение рабочей зоны; – повышенная запыленность и загазованность; – необходимые средства защиты от вредных факторов <p>Рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ.</p> <p>Рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ.</p> <p>Виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ</p>
<p>2. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i></p>	<p>Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><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>Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места бурильщика ЭРБ на нефть и газ: шум, вибрация общая, тяжесть трудового процесса. Класс условий труда 3.1.</p> <p>Законодательством предусмотрено 17. наименований СИЗ.</p>
<p><i>Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной 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, молниебезопасность – источники, средства защиты);</i> – <i>пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</i> 	<p>Анализ факторов:</p> <p>Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спец. одежда, спец. обувь, очки защитные и пр.);</p> <p>Термические – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спец. одежда, спец. обувь и пр.);</p> <p>Электробезопасность – поражение электрическим током (спец. одежда, молниебезопасность и пр.);</p> <p>Пожаровзрывобезопасность – возгорание, пожар, НГВП. Мероприятия – противоаварийные тренировки огнетушители, пожарный щит, песок и пр.)</p>

<p>1. <i>Охрана окружающей среды:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Рассмотреть какие факторы при строительстве скважин на нефть и газ могут влиять на окружающую природную среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); <p>решение по обеспечению экологической безопасности</p>
<p>2. <i>Защита в чрезвычайных ситуациях:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.</p>
<p>3. <i>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий).</p> <p>Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
<p>Перечень графического материала:</p>	
<p><i>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</i></p>	

<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	<p>15.02.2019 г.</p>
--	----------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			15.02.2019 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Журавлев Дмитрий Викторович		15.02.2019 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 80 страниц, 21 таблицу, 8 приложений, 47 литературных источников, 5 рисунков.

Данная выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, режим бурения, долота, винтовой забойный двигатель, калибратор, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, экономическая часть, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины, геолого-технический наряд, компоновки низа бурильной колонны, интервалы бурения и спуск обсадных колонн, интервалы цементирования.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство разведочной вертикальной скважины. Данная работа включает в себя решение многих вопросов в основных сферах проектирования скважины, а это, технологической, социальной и экономической.

Определения, 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 (газ, нефть, вода или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ, создающее опасность выброса бурового раствора (промывочной жидкости) и открытого фонтанирования.

нефтегазоводоносность: Содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

ДРУ – двигатель с регулятором угла;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КЛС – калибратор лопастной спиральный;

СПО – спускоподъемные операции;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ПВ – пластическая вязкость;

ПАВ – поверхностно активное вещество;

ВБТ – ведущая бурильная труба;

ТБТ – тяжелая бурильная труба;
ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
ПЛГК – пластоиспытатель гидравлический на кабеле;
ПКТ – перфоратор корпусный на трубах;
ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
ПВО – противовыбросовое оборудование;
ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецидальная;
БУ – буровая установка;
БКП – башмак колонный;
ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
ЦЦ – центратор цементирующий;
ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая.

В тексте документа применены сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; шт. – штуки; наруж. – наружный, внутр. – внутренний и др.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Геологические условия бурения скважины	17
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (скважины) .	17
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	18
2.1 Обоснование и проектирование профиля (траектории)скважины	18
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины	18
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.3 Углубление скважины	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.3.3 Проектирование осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	21
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	22
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	23
2.3.6 Проектирование требуемого расхода бурового раствора.....	24
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	25
2.3.8 Обоснование типа и компонентного состава буровых растворов	25
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	28
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	28
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины.....	29
2.4.1 Проектирование обсадных колонн	29
2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений.....	29
2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений	30

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине	31
2.5 Проектирование цементирования скважины	32
2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	32
2.5.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	32
2.5.3 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования	33
2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	34
2.6 Испытание и освоение скважины	35
2.6.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов	35
2.6.2 Выбор типа пластоиспытателя	35
2.7 Выбор буровой установки	36
3 ПРИХВАТЫ (классификация, условия возникновения, профилактика и ликвидация)	37
3.1 Определение. Виды прихватов	37
3.1.1 Прихваты, вызванные действием перепада давления	39
3.1.2 Прихваты вследствие нарушения промывки, седиментации дисперсной фазы бурового раствора и накопления шлама	40
3.1.3 Прихваты, вызванные интенсивным сальникообразованием	40
3.1.4 Прихваты в породах, склонных к обвалам и осыпям	41
3.1.5 Прихваты вследствие течения хемогенных пород	42
3.1.6 Прихваты бурильной колонны при ликвидации поглощений установкой цементных мостов	42
3.1.7 Заклинивание бурильной колонны	43
3.2 Предупреждение прихватов	43
3.3 Ликвидация прихватов	46
3.3.1 Определение границ прихвата	46
3.3.2 Установка жидкостных ванн	47
3.3.2.1 Ликвидация прихвата с помощью установки нефтяных ванн	48
3.3.2.2 Водяная ванна	49

3.3.2.3 Кислотная ванна	49
3.3.2.4 Современные технологии	50
3.3.3 Использование взрывного способа ликвидации прихватов	52
3.3.4 Применение ударных механизмов (УМ)	53
3.4 Заключение	54
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	56
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства.. скважины.....	56
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	57
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции ...	58
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	59
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	59
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки....	60
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	61
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	62
4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	62
4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	62
4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	62
4.3 Расчет технико-экономических показателей	63
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	655
5.1 Производственная безопасность	655

5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы	69
5.3 Экологическая безопасность	71
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мероприятия по устранению ЧС, ГНВП, пожаров	72
5.5 Правовые и организационные вопросы безопасности	75
5.6 Заключение	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	78
ПРИЛОЖЕНИЕ А	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	88
ПРИЛОЖЕНИЕ В	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	92
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	101
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	103
ПРИЛОЖЕНИЕ И	110

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ в топливно-энергетическом комплексе России занимают важнейшее положение, являются одним из решающих факторов технического прогресса, активно влияют на темпы развития экономики, служат предметом экспорта, вместе с продуктами нефтегазопереработки составляют значительную долю во внешней торговле страны. Нефть и газ используются в качестве сырья для производства многих материалов.

Строительство скважины является основным этапом в процессе добычи нефти и газа. Именно от качества скважины зависит то, сколько в конечном итоге будет возможно добыть нефти или газа из недр. При бурении необходимо обеспечить качественное и наиболее целесообразное проектирование техники и технологий строительства скважины, соответствие фактического профиля скважины проектному, качественное вскрытие продуктивного пласта, отсутствие аварий и осложнений, качественное цементирование ствола скважины.

Проблема повышения темпов буровых работ, выполнение на основе ресурсосберегаемых технологий очень актуальна, особенно в настоящее время. Поэтому в разрабатываемом проекте выбраны технические решения, которые позволяют строить с высоким технико-экономическим показателем и качественно. Кроме того, конструкция скважины, технология проводки и предлагаемые решения обеспечат ее высокую продуктивность и долговечность, как инженерно-технического сооружения. Материалы и инструменты, указанные в проекте, доступны для потребления, выпускаются на заводах России, что позволит избежать простоев при строительстве скважины.

В данной работе представлено технологическое решение для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область). Данный проект включает в себя проектирование всех основных технических и технологических аспектов в процессе строительства скважины, обоснование, выбор и расчет конструкции, а также заканчивание разведочной вертикальной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, газо-нефтеводопроявления, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении В.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По условию геологического задания проектируется вертикальная разведочная скважина и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

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

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора [43]

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

Согласно графику, зон, несовместимых по условиям бурения, в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

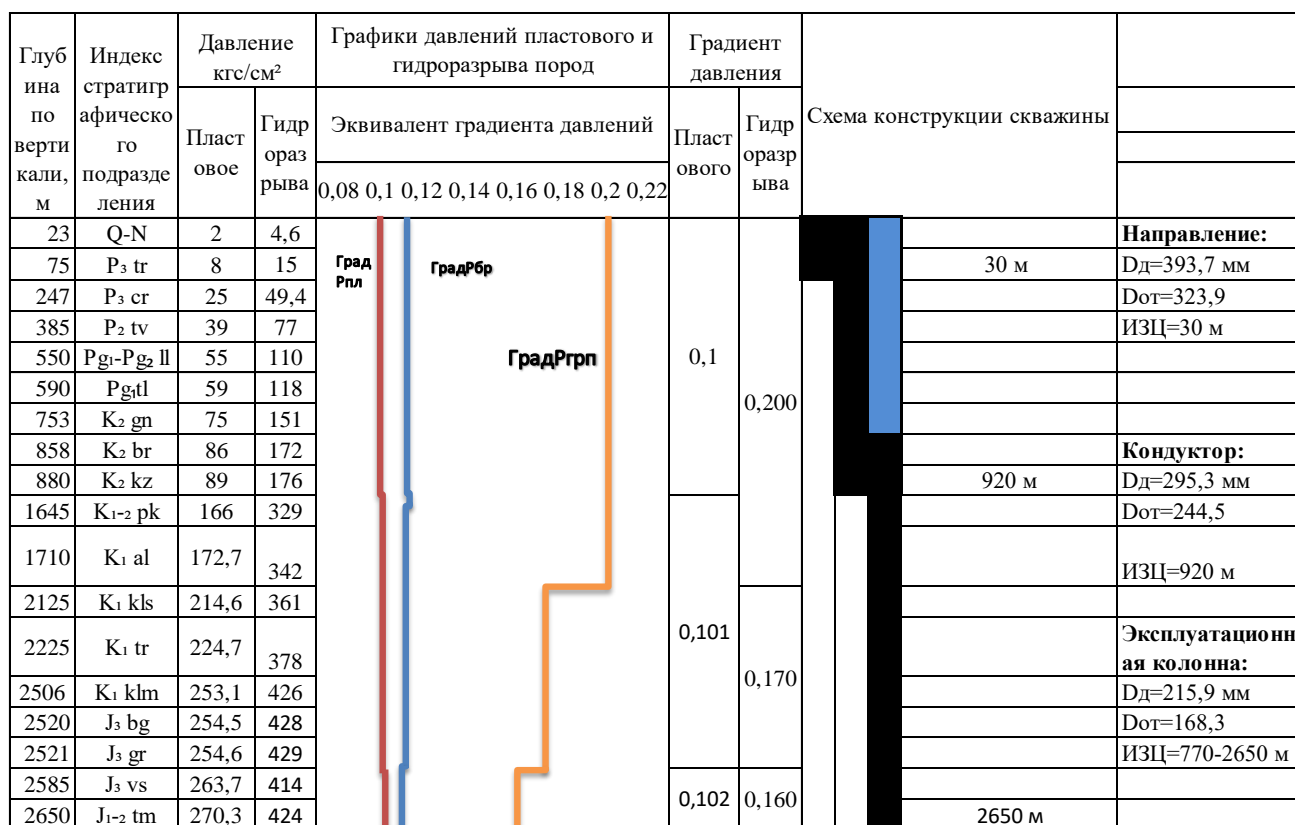


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска

В таблице 1 представлена конструкция скважины [21].

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр долота на интервале, мм
Направление	0–30	0–30	323,9	393,7
Кондуктор	0–920	0–920	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–2650	770–2650	146,1	215,9

2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП} = k^2 \cdot P_{му}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП;

$P_{му}$ – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле:

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

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

$$P_{му} = 7,04 \text{ МПа.}$$

- Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1–21–146x245 К1 ХЛ**.
- Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5–280/80x21** [21, 35].

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоты вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ).

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом, так как при бурении на глубину 30 метров четвертичных отложений применение забойного двигателя нецелесообразно. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну сложен в основном мягкими и средними малоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться:

- для интервала кондуктора: трехшарошечное долото совместно с винтовым забойным двигателем;
- для интервала эксплуатационной колонны: лопастное долото с резцами PDC совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала [28]. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–30	направление	роторный
0–920	кондуктор	с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
920–2650	эксплуатационная колонна	с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервалов под направление, и кондуктор проектируется шарошечное долото, а для интервала бурения под эксплуатационную колонну принимаются PDC долото, так как данные интервалы сложены мягкими и средними породами низкой абразивности. Выбор данных долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ» [23].

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Г.

2.3.3 Проектирование осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Под режимом бурения понимается совокупность параметров процесса, которые могут быть изменены непосредственно во время бурения. К их числу относятся:

- осевая нагрузка на породоразрушающий инструмент;
- частота вращения инструмента (при роторном способе бурения);
- расход и качество бурового раствора.

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.

2. Аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения.

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 4 и 5 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 3.

$$G_l = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (3)$$

где α – коэффициент забойных условий;

$P_{ш}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу;

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (4)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам представлены в таблице 3 [22, 28].

Таблица 3 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–920	920–2650
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	100	100	385,8
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,2	0,2	0,02
$G_{пред}, \text{кН}$	480	306	150
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	30	23	29
$G_2, \text{кН}$	79	59	42
$G_3, \text{кН}$	384	245	120
$G_{проект},$	Вес инструмента	59	42

При расчетной осевой нагрузки (G_1-30) и (G_2-79) мы принимаем проектируемое значение, равное весу бурильной колонны, которого будет достаточно для бурения четвертичных отложений в интервале 0–30 м. Для остальных интервалов бурения осевые нагрузки выбираются по данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения (2610–2635 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей максимального выхода керна [28].

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 5 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 4.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (5)$$

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

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 4 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–920	920–2650
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		2,8	2,8	2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	6	5
Z		24	24	–
α		0,8	0,8	0,6
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		136	181	177
n_2 , об/мин		203	203	–
n_3 , об/мин		657	493	–
$n_{проект}$, об/мин		60	181	180

Интервал бурения под направление 0–30 производится ротором, его максимальная частота вращения составляет 60–80 что, исходя из расчетного n_1 нам не подходит, но так как интервал слишком мал и применение ДРУ не целесообразно, то мы принимаем частоту вращения ротора 30–60 выбранное значение не приведет к износу опор долота. Для всех остальных интервалов выбираются расчетные значения для эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР–172. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте [32, 37].

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 5.

Таблица 5 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГ-240	30–920	240	9,65	1875	30–75	120–200	13–18	110–250
ДГ-172	920–2650	172	5,3	1225	20–40	85–180	10–15	60–200

2.3.6 Проектирование требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов [22, 28]. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0–30	30–920	920–2650
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,6	0,5
K_k	1,3	1,37	1,24
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,13
V_m , м/с	0,0111	0,008	0,005
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215
$d_{нмах}$, м	0,015	0,01	0,009
N	3	3	7
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,16	1,10
$\rho_{п}$, г/см ³	2,18	2,26	2,24
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	80	44	24
Q_2 , л/с	88	42	14
Q_3 , л/с	163	63	33
Q_4 , л/с	75	34	17
Q_5 , л/с	42	34	32
Q_6 , л/с	–	37–75	20–40

В качестве насоса примем УНБТ-1180 который сможет обеспечить проектируемый расход бурового раствора. Для бурения интервалов под направление, и кондуктор примем диаметр поршня 180 мм, для бурения интервалов под эксплуатационную колонну, отбор керна диаметр поршня 160 мм. Число двойных ходов насоса при бурении под направление 110, $Q=68$ л/с, работают два насоса, в связи с применением раствора высокой вязкости данного расхода будет достаточно для удаления шлама с забоя скважины. Под кондуктор число двойных ходов насоса 87, $Q=55$ л/с, работают два насоса. Под эксплуатационную колонну число двойных ходов насоса 104, $Q=32$ л/с, работает один насос. При отборе керна число двойных ходов 80, $Q=24$ л/с, работает один насос.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

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

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Г.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно «Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности», действующим с 2013 года, давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10%, но не более 1,5 МПа, на глубине более 1200 м на 5%, но не более 2,5–3 МПа.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, которое обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы.

Интервал под направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 сек.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Интервал под кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины, аргиллиты) и четвертой (алевролиты) группам. По-

роды, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить *ингибирующий буровой раствор*.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка ТехноSOAP P.

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов K_1 – J_{2-1} . Данные проблемы решаются с использованием *полимерного (инкапсулированного) бурового раствора*. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку. Данный буровой раствор обрабатывается $CaCO_3$ (кольматант, утяжелитель средний) для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), *каустической содой* (контроль pH), *биополимерами* (структурообразователь), *смазочными до-*

бавкам (снижение коэффициента трения), *инкапсуляторами* (регулятор водоотдачи).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

Требуемое количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектированные колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Д.

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

Требуемое количество химических реагентов приведено в приложении Д [24, 27].

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для бурения под интервал эксплуатационной колонны. Для остальных интервалов бурения расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении Е.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемыми интервалами отбора керна следующие:

- интервал отбора керна 2610–2635 м.

Для отбора керна планируется использовать бурголовку с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна [22, 31].

В таблице 7 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряжения	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
2610–2635	бурильная головка БИТ 215,9/100 В 913 С керноотборный снаряд СК-178/100 "ВОСТОК" 3/9	5	80	24

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обь}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	731	Глубина скважины, м	2650
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	770	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	675
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_d , м	1767

2.4.2 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.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (7)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

Расчеты наружных избыточных давлений проводятся для случаев, когда давление достигает наибольших значений:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчеты производились с помощью программного обеспечения Microsoft Excel по методике, приведенной в источниках [21, 35].

Эпюра наружных избыточных давлений показана на рисунке 2.

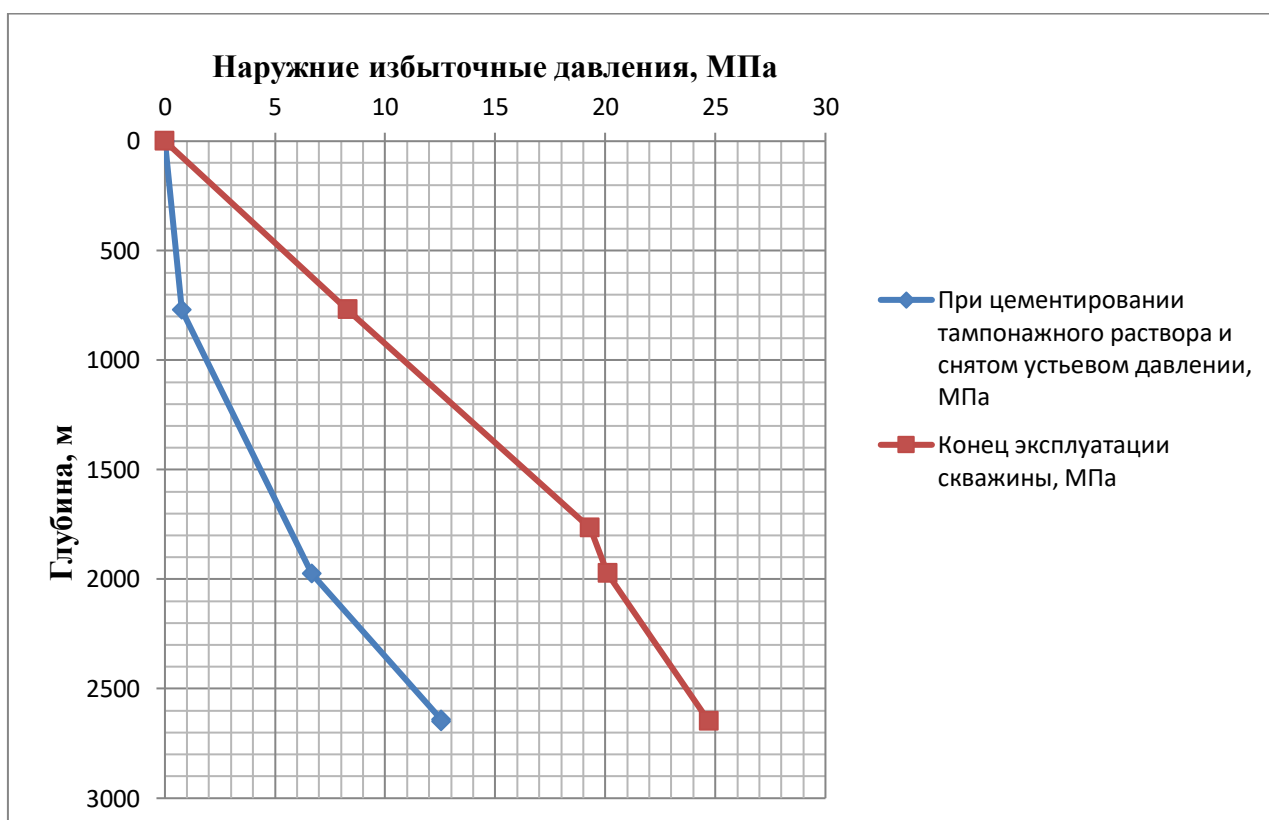


Рисунок 2 – Наружные избыточные давления

2.4.3 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев: при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, и при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности. Расчеты производились с помощью программного обеспечения Microsoft Excel по методике, приведенной в источниках [21, 35].

На рисунке 3 изображена эпюра внутренних избыточных давлений.

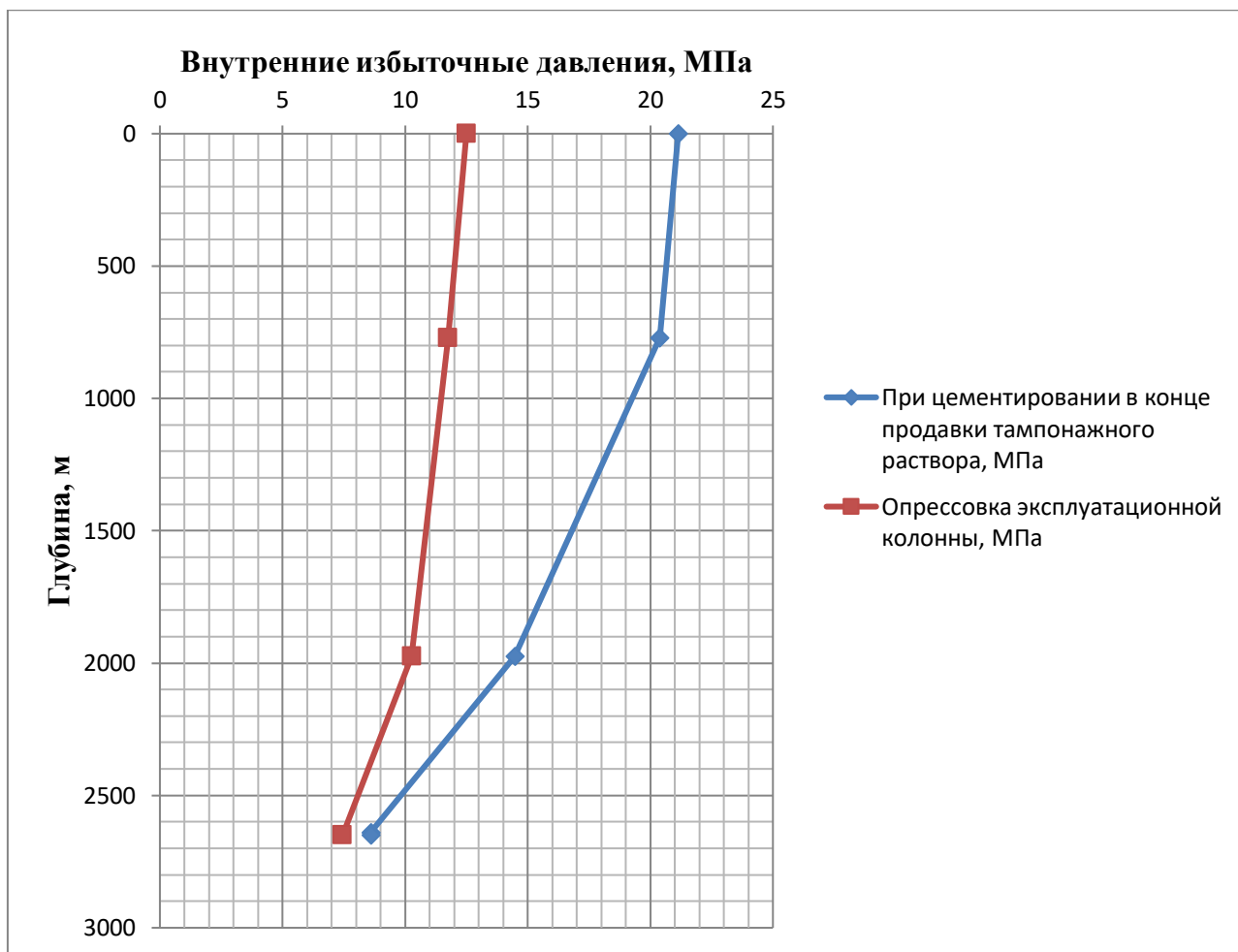


Рисунок 3 – Внутренние избыточные давления

2.4.4 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки. Расчеты производились с помощью программного обеспечения Microsoft Excel по методике, приведенной в источниках [21, 35].

Запроектированные характеристики секций представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,9	2067	2067	0–30

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	920	47,2	43424	43424	0–920
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	9,5	625	32,1	20062,5	73725	2025–2650
2	ОТТГ	Д	7,7	2025	26,5	53662,5		0–2025

2.5 Проектирование цементирования скважины

2.5.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (8)$$

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

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

$$P_{гр} = 42,4 \text{ МПа},$$

$$38,622 + 0,24838 \leq 0,95 \cdot 42,4$$

$$38,87 \leq 40,28$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование [41].

2.5.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчеты производились с помощью программного обеспечения Microsoft Excel по методике, приведенной в источниках [21, 35]. В таблице 10 представлены объемы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 10 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	2,422	1100	-	МБП-СМ	121,153
	6,232			МБП-МВ	103,846
Продавочная жидкость	36,015	1000	34,78	-	-
Облегченный тампонажный раствор	29,138	1500	27,535	ПЦТ-III-Об (5)–100	20860,173
				НТФ	12,452
Тампонажный раствор нормальной плотности	16,226	1900	11,051	ПЦТ-I –100	22324,610
				НТФ	6,987

2.5.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества

цементировочного оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9 \quad (9)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования, найденное при «Расчете обсадной колонны на прочность».

$$P_{ца} \geq 26,2$$

Ближайшее большее давление – 32 МПа при диаметре втулок 100 мм.

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

$$m = G_{сyx} / G_b \quad (10)$$

Для цемента нормальной плотности

$$n = 22324 / 13 = 1,72.$$

Для облегченного

$$n = 20860 / 10 = 2,01.$$

На рисунке 4 представлена схема расположения оборудования при цементировании [35, 21].

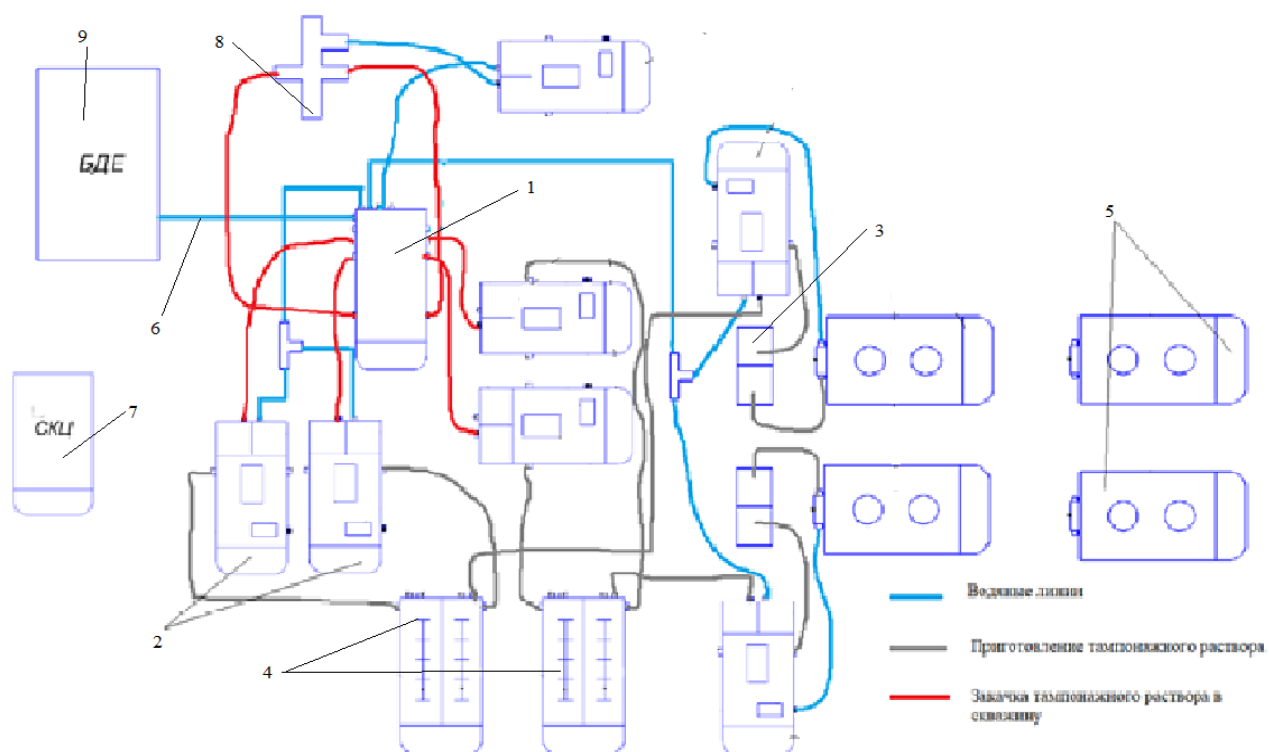


Рисунок 4 – Схема расположения оборудования при цементировании:

- 1 – блок манифольда; 2 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 3 – бачок для затворения;
 4 – осреднительная емкость УО-20; 5 – цементосмесительная машина типа УС 6-30;
 6 – подводящая водяная линия; 7 – станция КСКЦ 01, 8 – устье скважины; 9 – БДЕ

2.5.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

В таблице 11 представлены элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество, согласно методике в источниках [35, 21].

Таблица 11 – Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146	2649,7	2650	1	76
	ЦКОД-146	2639,4	2639,7	1	
	ПРП-Ц-Н 146	2639,2	2639,4	1	
	ПРП-Ц-В 146	2639	2639,2	1	
	ЦПЦ 146/216	0	920	22	75
		920	2075	31	
		2075	2650	23	
	ЦТ 146/216	920	2075	58	75
ЦТ 146/216	2075	2650	17		

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	919,6	920	1	1
	ЦКОД-245	909,2	909,6	1	1
	ПРП-Ц-245	908,9	909,2	1	1
	ЦЦЦ 245/295	0	30	2	28
	ЦЦЦ 245/295	30	920	26	
Направление, 324 мм	БКМ-324	29,6	30	1	1
	ЦКОД-324	19,2	19,6	1	1
	ПРП-Ц-324	18,8	19,2	1	1
	ЦЦ-324	0	30	4	4

2.6 Испытание и освоение скважины

2.6.1 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. В связи с расположением продуктивных пластов в средних породах проектируем кумулятивный метод перфорацию.

В связи с необходимостью одновременного вскрытия пяти продуктивных пластов толщиной менее 30 м каждый целесообразно использовать для вскрытия компоновку корпусных перфораторов ПКТ73 «СПАРКА» на колонне НКТ, позволяющая охватить несколько интервалов вскрытия одновременно на участке длиной до 500 м [35].

Результаты выбора перфорационной системы приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м		Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв/1 м	Количество спусков перфоратора
2175–2625	450	НКТ	Кумулятивная	102/146	20	1

2.6.2 Выбор типа пластоиспытателя

Для проведения испытаний в открытом стволе заложим в проект электрогидравлический пластоиспытатель на кабеле ПЛГК–120, применя-

емый для необсаженных нефтяных и газовых скважин.

В базовые функции пластоиспытателя входит:

- построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
- глубинный анализ пластового флюида;
- отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени; имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

Обработка гидродинамических данных, полученных ПЛГК-120, позволяет определить продуктивные пласты, емкость пласта, и выработать мероприятия оптимальной технологии извлечения нефти и газа, что ведет к более рациональному природопользованию [35].

2.7 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спуско-подъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной колоннами. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	96,5	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,81
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	73,725	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,37
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	106,15	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,64
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	175		

Характеристика БУ 2900/175 ДЭП приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристика буровой установки БУ 2900/175 ДЭП

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	1750
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200
Наибольшая оснастка талевого системы	4 x 5
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,54
Мощность на приводном валу подъёмного агрегата, кВт	560
Проходной диаметр стола ротора, мм	500
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25–27

3 ПРИХВАТЫ (классификация, условия возникновения, профилактика и ликвидация)

3.1 Определение. Виды прихватов

Одним из наиболее распространенных и тяжелых видов осложнений, встречаемых в ходе бурения скважин различного типа, является так называемый прихват бурового инструмента, то есть потеря подвижности инструмента, которую невозможно восстановить без проведения специальных мероприятий.

Разработка эффективных методов борьбы с прихватами бурового инструмента позволит существенно повысить скорость работы по сооружению скважин и снизить общий объем затрат буровых компаний.

Классификация видов прихватов бурового инструмента основывается на различных критериях. По типу причины образования исследователи выделяют прихваты, вызванные перепадом давления, прихваты инструмента в результате заклинивания, а также прихваты, возникающие при уменьшении диаметра ствола скважины. Частные случаи применения такой классификации могут уточнять причину образования заклинивания инструмента: например, при проведении буровых работ на твердые полезные ископаемые прихват инструмента может произойти в результате нарушения целостности ствола скважины или стать следствием загрязнения ствола или самого бурового раствора и другими причинами.

С точки зрения степени тяжести последствий прихваты бурового инструмента могут быть классифицированы на следующие категории: без потери циркуляции, с ее потерей, а также прихваты, сопровождаемые авариями. По типу причин возникновения специалисты выделяют также три ключевых вида: геологические (обусловленные геологическими характеристиками и особенностями местности, являются единственным неустраняемым типом причин прихвата), технологические (вызванные нарушениями технологий или режимов работы) и организационные (включающие все возможные виды влияния человеческого фактора при организации работ).

Некоторые из видов прихватов представлены на рисунке 5.

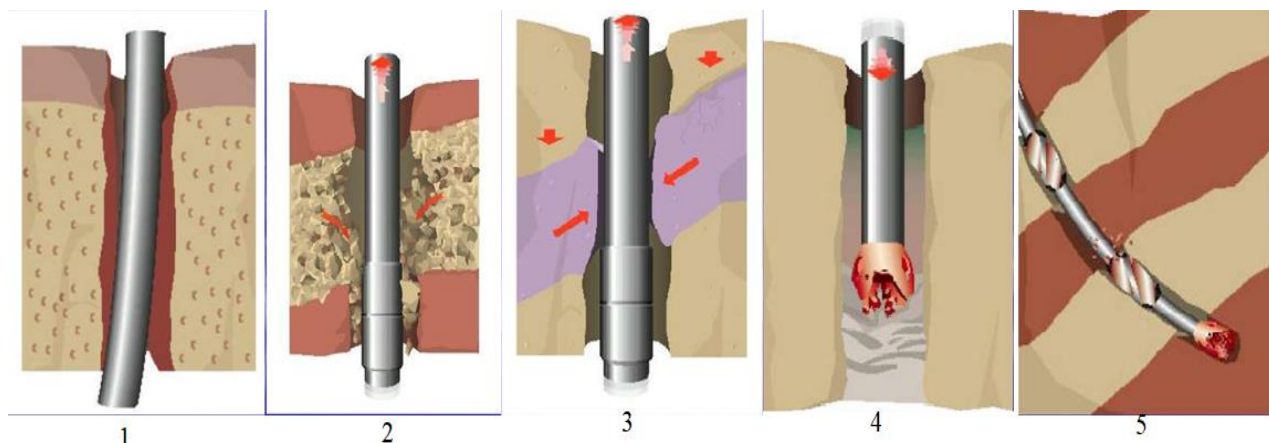


Рисунок 5 – Виды прихватов:

1 – прихват, вызванный перепадом давления; 2 – прихват в породах, склонных к осыпям и обвалам; 3 – прихват из-за течения хомогенных пород; 4 – прихват при установке цементного моста; 5 – заклинивание буровой колонны

Основным признаком образования прихвата инструмента в скважине, который является общим для всех типов подобных явлений – это повышение показателя тягового усилия при проведении подъемов бурового инструмента, а также рост крутящего момента при холостом вращении буровой колонны.

Прихваты бурового инструмента оказывают крайне негативное влияние на показатель производительности буровых работ, а также способны стать причиной потери отдельного отрезка или даже всей скважины. Также прихват бурового инструмента часто сопровождается значительными показателями потери буровых и обсадных труб. Именно поэтому изучение возможных причин возникновения прихватов и методов их распознавания позволяет обеспечить возможность выбора наиболее подходящей технологии борьбы с данным типом осложнения.

3.1.1 Прихваты, вызванные действием перепада давления

Основным признаком прихвата, вызванного действием перепада давления, является потеря подвижности колонн буровых труб при сохранении циркуляции бурового раствора.

К причинам возникновения прихватов, вызванных действием перепада давления, относятся:

- избыточное давление в скважине, вызывающее фильтрацию или поглощение бурового раствора в проницаемые породы;
- продолжительный контакт колонны труб со стенками скважины (фильтрационной коркой);
- использование раствора, образующего на стенках скважины толстую и липкую фильтрационную корку;
- наличие участков кривизны ствола скважины в интервале залегания проницаемых пород.

3.1.2 Прихваты вследствие нарушения промывки, седиментации дисперсной фазы бурового раствора и накопления шлама

Признаками возникновения прихватов вследствие нарушения промывки, седиментации бурового раствора и накопления шлама являются:

- повышение давления нагнетания;
- затяжки и посадки;
- восстановление циркуляции после спуска долота при давлении, превышающем расчетное.

К причинам возникновения прихватов вследствие нарушения промывки, седиментации бурового раствора и накопления шлама относятся:

- загрязненность ствола скважины выбуренной породой из-за недостаточной промывки или плохой очистки бурового раствора;
- применение несовместимого с химреагентами утяжелителя, выпадение в осадок частиц разбуриваемого цементного камня и др.;
- негерметичность бурильной колонны;
- осыпание шлама из каверн;
- неконтролируемый обвал пород в обвалоопасных интервалах при бурении и простое скважины.

3.1.3 Прихваты, вызванные интенсивным сальникообразованием

Признаками образования сальников являются:

- падение механической скорости при неотработанном долоте;

- появление затяжек при подъеме и посадок при спуске колонны бурильных труб;
- рост давления в нагнетательной линии;
- повышение момента на вращение бурильной колонны;
- выход бурового раствора из кольцевого пространства на устье при подъеме бурильной колонны (поршневание).

К причинам образования сальников относятся:

- загрязненность ствола скважины выбуренной породой при недостаточной промывке и плохой очистке бурового раствора;
- качество бурового раствора, не соответствующее условиям бурения (слипание частиц породы и фильтрационной корки);
- длительное бурение в глинистых отложениях без периодического приподъема инструмента над забоем;
- накопление диспергирующего шлама в кавернах и желобах;
- негерметичность бурильного инструмента;
- длительное расхаживание инструмента без промывки на одном месте в интервале, сложенном глинами.

3.1.4 Прихваты в породах, склонных к обвалам и осыпям

Признаками обвалообразований являются:

- вынос из скважины оскольчатого шлама в объеме, большем объема выбуренной породы;
- посадки, затяжки колонны труб, посадки при спуске долота без проработки и интенсивных промывок;
- повышение давления в нагнетательной линии при промывке, бурении и проработке;
- повышение момента на вращение бурильной колонны.

К основным причинам прихватов в породах, склонных к интенсивным обвалам и осыпям, относятся:

- несоответствие типа и параметров бурового раствора разбуриваемым горным породам;

- недостаточное противодействие на стенки скважины;
- воздействие гидродинамического давления;
- длительное время воздействия бурового раствора на горные породы необсаженной стенки скважины.

3.1.5 Прихваты вследствие течения хемогенных пород

Признаками течения хемогенных пород являются:

- затяжки при отрыве долота от забоя и подъеме бурильного инструмента;
- невозможность спустить долото до забоя без проработки ствола скважины;
- сужение ствола скважины во времени.

К основным причинам течения хемогенных пород относятся:

- недостаточное противодействие на стенки скважины;
- несоответствие типа бурового раствора разбуиваемым горным породам;
- воздействие термодинамических процессов.

3.1.6 Прихваты бурильной колонны при ликвидации поглощений установкой цементных мостов

Признаками возникновения прихватов являются:

- несоответствие объема вымытых излишков цементного раствора расчетному;
- посадки, затяжки или полная потеря подвижности колонны труб.

К причинам прихватов бурильной колонны при ликвидации поглощений установкой цементных мостов относятся:

- проведение изоляции зон поглощений без учета прихватоопасности проводимых работ;
- остановки в процессе закачки цементного раствора или продавочной жидкости;
- использование цементного раствора с параметрами, не соответствующими забойным условиям;

– использование цементного раствора, не совместимого с буферной жидкостью и буровым раствором.

3.1.7 Заклинивание бурильной колонны

Признаком заклинивания бурильной колонны является потеря ее подвижности. К заклиниваниям бурильного инструмента относятся потери его подвижности, происшедшие:

- во время СПО бурильной колонны;
- при спуске нового долота без проработки призабойной зоны и в интервалах сужений;
- при изменении диаметра или типа долота;
- при движении бурильной колонны в желобной выработке и интервалах пространственного изменения оси ствола скважины;
- в результате падения в скважину посторонних предметов.

К причинам заклинивания бурильной колонны относятся:

- сужение ствола скважины;
- резкое изменение угла или азимута ствола скважины;
- спуск в скважину более жестких компоновок без проработки;
- выпадение крупных обломков крепкой породы со стенки скважины;
- желобообразование;
- спуск нового долота без проработки интервала предыдущего долбления;
- падение в скважину металлических предметов.

3.2 Предупреждение прихватов

Для предотвращения прихватов необходимо строгое соблюдение технологии и организационно-технических мероприятий при бурении, правильный выбор рецептур и параметров буровых растворов (водоотдачи, вязкости, липкости и толщины глинистой корки).

Меры профилактики прихватов, связанных с репрессией на пласт. В опасных зонах необходимо применять буровые растворы, обеспечивающие достаточно низкое гидростатическое давление на пласт. Это может быть достиг-

нуто при использовании промывочных жидкостей с минимальным содержанием твердой фазы и низкой плотностью, а также при надежной и полной очистке раствора от выбуренной породы. Замечено, что растворы с большим содержанием твердой фазы, образующие на стенках скважин толстые и рыхлые фильтрационные корки, более прихватоопасны. В тех случаях, когда при бурении скважин на нефть была налажена нормальная очистка раствора от шлама, число прихватов сократилось. Однако снижение плотности раствора возможно только в том случае, если это не приведет к нарушению устойчивости открытого ствола скважины.

Во всех случаях необходимо, чтобы промывочные растворы имели минимальную водоотдачу и толщину фильтрационной корки.

Рекомендуется:

- не оставлять буровой инструмент без движения в открытом стволе скважины, особенно в неустойчивых, сильно проницаемых породах;
- производить периодическое медленное проворачивание бурового инструмента, не допускать резких колебаний гидродинамического давления на пласт при СПО;
- не оставлять буровой снаряд на забое или в призабойной зоне при остановке его вращения и прекращении циркуляции промывочной жидкости по скважине.

При нарушении циркуляции следует поднять колонну бурильных труб от забоя не менее чем на длину ведущей бурильной трубы, а в некоторых случаях – на одну-две свечи. При длительной остановке циркуляции колонну бурильных труб поднимают в обсадные трубы. Все работы при СПО следует производить быстро. Иногда в прихватоопасных зонах со стенок скважин удаляют рыхлую и толстую фильтрационную корку. Рекомендуется также применять квадратные (спиральные) УБТ и центраторы для уменьшения площади контакта КНБК со стенкой скважины.

Профилактика прихватов при бурении скважин в породах, способных к сужению и кавернообразованию, при загрязнении раствора должна сводиться в

первую очередь к предупреждению развития этих явлений. Следует избегать уступов в открытом стволе скважины (телескопических конструкций скважин). При накоплении шлама в кавернах необходимо прибегать к связыванию его с породой в подошве каверны методами тампонирования, отверждающимися растворами и т. д. В этих же случаях можно использовать различные гидрофобизирующие добавки, которые препятствовали бы агрегированию частиц шлама в местах их скоплений, применять гладкоствольную колонну бурильных труб.

С целью предотвращения падения случайных предметов в скважину необходимо иметь простейшие устройства для перекрытия устья скважины как при наличии, так и при отсутствии в ней колонны бурильных труб. Не следует работать с неисправным спускоподъемным инструментом.

Желобообразование – это процесс одностороннего продольного кавернообразования в стенке открытого ствола скважины. При этом образуется каверна особой формы – в виде замочной скважины (желобообразного овала). Осложнения этого вида наиболее характерны для искривленных и имеющих значительный прогиб участков скважин.

Меры профилактики:

1. Снижение числа циклов СПО в результате применения технологии, обеспечивающей увеличение проходки на коронку, долото. В зонах, опасных по желобообразованию, следует избегать ограничений на длину рейса.

2. Необходимо применять гладкоствольные бурильные трубы, исключать при возможности искривление скважин в условиях, благоприятных для развития осложнения.

3. При искусственном искривлении не следует допускать резких перегибов оси скважины.

Желобообразование предупреждается при работе с буровым инструментом, оснащенным набором расширителей, в некоторых случаях — протекторами.

При проектировании и бурении наклонно направленных скважин необходимо стремиться к плавному изменению трассы скважины, избегать разнонаправленности плоскостей искривления скважины. В интервалах пород, склонных к желобообразованию, следует проектировать вертикальные скважины вместо наклонных.

При разработке конструкции скважины рекомендуется предусматривать закрепление интервала, опасного по интенсивности желобообразования, обсадными трубами.

3.3 Ликвидация прихватов

Для ликвидации прихватов применяют следующие способы:

- расхаживание и проворот колонны ротором;
- восстановление циркуляции и промывка скважины;
- установка жидкостных ванн;
- снижение уровня бурового раствора в стволе скважины;
- встряхивание прихваченного участка колонны взрывом торпед;
- установка цементного моста и зарезка нового ствола;
- применение ударных механизмов, использование гидроимпульсного способа, гидровибрирование колонны труб, импульсно-волновое воздействие на трубы в зоне прихвата;
- обуривание или фрезерование прихваченного участка колонны;
- развинчивание буровой колонии левым инструментом и подъем труб по частям;
- использование испытателей пластов.

3.3.1 Определение границ прихвата

Большая часть применяемых способов позволяет уточнить только верхнюю границу прихвата. Нижнюю границу можно определить с помощью акустических цементометров (АКЦ).

Буровая бригада при возникновении прихвата не может незамедлительно использовать способы, требующие применения специальной аппаратуры и оборудования. При нормальном процессе углубления скважины такое оборудо-

вание обычно не хранится на буровой, и доставка его требует определенных затрат времени, что может значительно усложнить освобождение инструмента. Самым простым способом определения верхней границы прихвата является расчет свободной части колонны по упругому удлинению ее под действием растягивающей нагрузки, превышающей собственный вес труб.

Определение интервалов прихвата с помощью специальной аппаратуры

В практике буровых работ нашли применение прихватоопределители (ПО), индикаторы места прихвата (ИМП), акустические цементомеры (АКЦ) спускаемые на каротажном кабеле. Наибольшее распространение получили прихватоопределители. Принцип действия ПО основан на свойствах ферромагнитных материалов (стальных труб) намагничиваться на продолжительное время и размагничиваться при деформации этих участков труб.

Индикаторы места прихвата (ИМП) по данным позволяют более точно и в один прием определить верхнюю границу прихвата. Принцип действия ИМП основан на регистрации деформаций колонны труб датчиком ИМП, притягиваемым к внутренней поверхности труб многополюсным электромагнитом.

Замеры деформаций производятся параллельно с расхаживанием или проворотом колонны. Обычно бывает достаточно 5–6 замеров для определения границы, на которой деформация труб не происходит.

3.3.2 Установка жидкостных ванн

Это один из основных наиболее распространенных способов ликвидации прихватов. Он эффективен для освобождения труб в проницаемых породах, когда колонна прижата к стенке скважины перепадом дифференциального давления. По данным, 65 % прихватов этой категории ликвидируется путем установки жидкостных ванн. Способ не рекомендуется для освобождения колонн, заклиненных посторонними предметами, обвалившейся горной породой, в желобах, в суженной части ствола, а также бурильных труб в нарушенной обсадной колонне. Основным условием применение жидкостной ванны является сохранение циркуляции бурового раствора при прихвате. В зависимости от литологического состава пород в зоне прихвата применяют нефть, дизельное топли-

во, воду, кислоты, щелочи, а также комбинированные по составу ванны. Перед установкой жидкостной ванны определяют суммарное гидростатическое давление столбов бурового раствора и агента ванны. Оно должно превышать пластовое давление самого высоконапорного горизонта в открытом стволе скважины на 5–10 %. Если это условие не соблюдается, то буровой раствор следует утяжелить.

3.3.2.1 Ликвидация прихвата с помощью установки нефтяных ванн

Нефть является наиболее активным агентом жидкостной ванны. Рекомендуется устанавливать ее в первые моменты возникновения прихвата для предотвращения интенсивного роста сил, прижимающих бурильную колонну к стенке скважины, но не позже 3–5 часов после начала аварии.

Перед установкой нефтяной ванны необходимо выполнить следующие мероприятия:

- определить верхнюю границу прихвата по упругому удлинению колонны или с применением специальных приборов.
- проверить надежность работы противовыбросового оборудования, насосов и других элементов циркуляционной системы, состояние буровой вышки и талевой системы, подготовку средств пожаротушения, наличие необходимого количества и качества бурового раствора в запасных емкостях. Провести очистку площадки вокруг буровой для предотвращения загораний.
- установить в бурильной колонне обратный клапан или шаровой кран для предупреждения нефтегазопрооявлений.

Гидростатическое давление в стволе скважины после установки ванны должно превышать пластовое в целях недопущения нефтегазопрооявлений.

Продолжительность ванны должна быть не менее 15 часов. Если при этом колонна не освобождена, то необходимо восстановить циркуляцию, промыть скважину и установить вторую нефтяную ванну.

В случае неудачи с установкой второй ванны иногда приступают к сплошной промывке скважины нефтью

При освобождении колонны производят промывку с вымывом нефти на устье и складированием ее для повторных установок ванн. Колонна труб поднимается из скважины. Проводится тщательный контроль состояния труб, включая дефектоскопию. Ствол скважин в осложненных интервалах прорабатывается.

3.3.2.2 Водяная ванна

Применяется в том случае, если геологический разрез представлен устойчивыми породами, не склонными к осыпям и обвалам. Установка водяных ванн наиболее эффективна в скважинах, для промывки которых используется глинистый раствор на основе выбуренных, а также при заклинке колонны в интервалах залегания натриевых и магниевых солей. Специалисты считают, что эффект от водяной ванны обуславливается осмотическим массопереносом через фильтрационную корку.

Преимущества водяной ванны по сравнению с нефтяной следующие:

- установка ванны может проводиться буровыми насосами;
- возможность немедленной установки в случае отсутствия нефти на буровой, что важно для буровых, удаленных от баз;
- вода тяжелее нефти, поэтому меры по предотвращению флюидопроявлений выполняются быстрее;
- вода как агент активна, легко проникает в тонкие каналы фильтрационных корок и менее интенсивно по сравнению с нефтью всплывает в стволе скважины, заполненной глинистым раствором;
- безопасность в пожарном отношении.

3.3.2.3 Кислотная ванна

Применяется при ликвидации прихватов труб в карбонатных породах, глинистых известняках и доломитах, а также в глинистых породах. Основой способа является способность кислоты растворять перечисленные породы. В основном для кислотных ванн применяется техническая соляная кислота 8–14 % концентрации, смеси соляной кислоты и воды или нефти, сульфаминовая кислота. Для растворения глинистых корок используется смесь 16–20 %-ной

соляной и 40 %-ной плавиковой кислот. Соотношение компонентов смесей подбирается путем лабораторных экспериментов из условия наиболее активного воздействия смеси кислот на образцы пород и фильтрационных корок. При проведении опытов необходимо знать, что скорость воздействия соляной, плавиковой кислот и их смесей на карбонатные породы в большой степени зависит от температуры и давления. При увеличении температуры на 20–25° скорость реакции возрастает в 3 раза, а при увеличении давления уменьшается.

Не допускается установка ванн с соляной и смеси соляной и плавиковой кислот при наличии в компоновке бурильной колонны труб из алюминиевого сплава Д16Т. Для уменьшения коррозионного воздействия кислот на стальные трубы и оборудование в них необходимо вводить ингибиторы (формалин, униколы, масла, ПАВ).

Для обеспечения благоприятных условий действия кислотных ванн применяется вода в качестве буферной жидкости. Объем воды определяется из расчета заполнения 50 м затрубного и внутритрубного пространств.

Последовательность операций при установке ванны начинается с закачки первой порции воды, затем закачивается кислота, причем в затрубное пространство первоначально продавливается 25–35 % расчетного объема с оставлением 66–75 % объема кислоты в колонне. За кислотой следует закачка второй порции воды и расчетное количество продавочной жидкости.

Колонна должна находиться под ванной в течение 3–6 часов. Через 1 час инструмент расхаживают и продавливают в зону прихвата 1–4 м³ кислоты.

3.3.2.4 Современные технологии

Технология разглинизации направлена на разрушение глинистых частиц. В этой технологии используется водный раствор специального разглинизирующего состава, который не воздействует на металл колонны, но эффективно разрушает глинистые частицы. Механизм реакции заключался в воздействии на кристаллическую решётку глинистой частицы, при этом в ней происходит ослабление структурных связей, что приводит к разрушению глинистых частиц, после чего последние неспособны к пептизации и уплотнению и легко выносятся

ся из-под прихваченной колонны труб. Проведённые работы по применению разглинизирующего реагента РР марки Д показали, что:

1. С применением разглинизирующего реагента РР марки Д происходит резкое сокращение времени ликвидации такого осложнения, как дифференциальный прихват.
2. Данная технология позволяет исключить использование нефти для установки нефтяных ванн.
3. Разглинизирующий реагент РР представляет собой сухой порошок с длительным сроком хранения, что позволяет создавать на буровых аварийный запас и использовать его по мере необходимости, как для ликвидации прихватов, так и для освоения скважин.

Чаще всего, в зависимости от ситуации, в качестве жидкости для освобождения прихваченной колонны используется нефть, растворы на углеводородной основе, соленасыщенные растворы, кислоты или ПАВ. Для этой цели разработана линия продуктов M-I SWACO Pipe-Lax. Для создания неутяжеленных жидкостей для установки ванн продукты Pipe-Lax смешиваются с дизельным топливом, сырой нефтью или бензином.

Для того чтобы получить утяжеленную жидкость, Pipe-Lax можно смешивать с растворами Versadril и Versaclean, в зависимости от того, какова плотность раствора в скважине. Столб более легкой жидкости при этом не сможет переместиться сквозь утяжеленный раствор, тем самым будет поддерживаться гидростатическое давление.

В районах с уязвимой природной средой, где запрещено применение материалов на углеводородной основе, можно использовать водорастворимую, низкотоксичную жидкость Pipe-Lax ENV. Данный продукт зарекомендовал себя как очень эффективное средство для освобождения от прихватов, которое широко применяется при бурении на шельфе. Pipe-Lax ENV не содержит моторных масел, совместим с большинством систем буровых растворов и может использоваться как в утяжеленном, так и в неутяжеленном виде. При необходимости поднять удельный вес до 1,08, Pipe-Lax ENV может быть утяжелен ре-

агентами M-I Bar или Fer-ox. Растворы, содержащие Pipe-Lax ENV, не следует смешивать с водой, поскольку это может привести к нежелательному увеличению вязкости.

Принцип, положенный в основу технологии освобождения прихваченного инструмента с помощью Pipe-Lax — это изменение площади контакта между трубой и фильтрационной коркой путем растрескивания фильтрационной корки. Под действием раствора, содержащего Pipe-Lax, произошло быстрое растрескивание фильтрационной корки, и смесь быстро прошла через корку. Растрескивание корки под действием одной нефти было не таким интенсивным, и фильтрация через корку проходила гораздо медленнее. Результаты промышленных испытаний жидкостей для освобождения прихваченного инструмента также свидетельствуют о большей эффективности применения смеси, содержащей Pipe-Lax, по сравнению с использованием для этих целей одной нефти. К тому же, при использовании Pipe-Lax прихваченный инструмент может быть освобожден намного быстрее.

3.3.3 Использование взрывного способа ликвидации прихватов

Способ получил название "встряхиивания". Взрыв торпеды из детонирующего шнура (ТДШ) в зоне прихвата создает ударную волну, отрывающую трубы от стенки скважины или сальника. При этом происходит ослабление сил сцепления колонны с затрубной средой. При прижатии инструмента к стенке скважины перепадом давления "встряхиивание" может привести к кратковременному выравниванию давления вокруг трубы и снятию прижатия. В случае расхаживания или отбивки ротором колонна может быть освобождена.

Торпедирование в определенных условиях может помочь восстановлению циркуляции бурового раствора, а это обстоятельство должно решительным образом изменить ситуацию с прихватом в лучшую сторону. В случае заклинивания долота при роторном бурении производят взрыв фугасной торпеды, спущенной к долоту.

"Встряхивание" КНБК с предварительным ее натяжением может привести к ликвидации прихвата. Работы по торпедированию выполняются в следующей последовательности:

- выясняется причина возникновения прихвата;
- проводится расхаживание колонны и промывка скважины;
- определяется участок прихваченной колонны;
- в скважину спускает шаблон. В это время собирают торпеду заданной длины и опускают в скважину против всей длины участка прихвата;
- производится натяжение колонны с максимально допустимым усилием. Это правило не относится к прихватам, возникшим при затяжках труб в суженный участок ствола или в желобной выработке;
- колонна проворачивается ротором на максимально допустимое число оборотов;
- осуществляется взрыв;
- колонна расхаживается или отбивается ротором;
- кабель, груз и головка извлекаются из скважины, она промывается, освобожденная колонна поднимается.

Взрывной способ при ликвидации прихватов применяется также для следующих целей:

- отсоединение неприхваченной части колонны труб ослаблением резьбового соединения с последующим развинчиванием,
- освобождение свободной части колонны обрывом труб.

3.3.4 Применение ударных механизмов (УМ)

Ударные устройства, называемые еще яссами предназначены для освобождения прихваченных бурильных колонн ударами вверх и вниз. Наибольшая эффективность достигается при ликвидации прихватов типа заклинивания. В основе любого УМ обязательно наличие бойка, перемещающегося в корпусе и наносящего удары по наковальне, жестко связанной с прихваченной частью колонны.

Различают следующие виды УМ:

– со свободным бойком, наносящим непрерывные удары по наковальне с силой, пропорциональной собственной массе. Эти УМ известны как гидроударники или гидровибраторы;

– с бойком и присоединенной к нему массой в виде части бурильной колонны, на которой УМ спущен к месту прихвата.

Все эти механизмы имеют корпус, боек, наковальни и захватно-освобождающее устройство или замок. Боек связан с колонной труб, на которых спускается УМ, а корпус и наковальни соединяются с прихваченными трубами. Замок у всех перечисленных механизмов имеет различную конструкцию, но его назначение одинаково: после зарядки замка создаются условия упругого продольного деформирования части бурильной колонны, а после разрядки замка освободившийся боек вместе с присоединенной массой ударяет по наковальне.

Известен способ ликвидации прихватов бурильного инструмента, в котором используется противоприхватное устройство (шаровой гидровибратор, конусный гидропульсатор, гидроимпульсатор), включаемое в состав компоновки низа бурильной колонны и приводимое в действие при возникновении прихвата. Это устройство может быть разделено на две составные части, одну из которых (пассивную) в виде переводника с опорой включают в состав КНБК, а другую (активную) в виде шара оставляют наверху и в случае возникновения прихвата сбрасывают внутрь бурильной колонны, прокачивают вниз до сочленения обеих частей, а затем запускают устройство в работу за счет прокачки жидкости через него.

Во всех приведенных вариантах реализации предлагаемого способа ликвидации прихватов имеется возможность после освобождения прихваченных труб, не поднимая бурильный инструмент, продолжать процесс бурения.

3.4 Заключение

Наибольшая эффективность при освобождении инструмента достигается в том случае, когда выбор способа ликвидации соответствует природе прихвата, т.е. его разновидности. В этом случае исполнители работ для конкретного

случая выбирают наиболее эффективный способ и намечают последовательность применения и чередования различных способов.

Первоначально должны быть применены способы, не требующие помощи буровой бригаде завозом дополнительных материалов и оборудования. Например, гидровибрирование буровыми насосами параллельно с расхаживанием и отбивкой колонны ротором, организация гидроимпульса, снижения давления в интервале прихвата понижением уровня в затрубном пространстве.

Вторым этапом плана работ будет реализация возможностей освобождения колонны без ее развинчивания над верхней границей прихвата, но с участием посторонних организаций (например, геофизиков) и доставкой дополнительных материалов (нефти, кислоты, ПАВ). Производится выбор из следующих способов: установка жидкостной ванны, встряхивание инструмента ТДШ, импульсно-волновой способ.

Третий этап плана предусматривает разъединение колонны над интервалом прихвата с последующим применением ударных механизмов или испытателей пластов, или погружного устройства для снижения гидравлического давления в зоне прихвата. Кроме того, могут быть использованы такие трудоемкие способы, как обуривание прихваченной колонны и извлечение ее по частям или установка цементного моста и забуривание с него нового ствола.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчёт нормативной продолжительности строительства

скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Предоставленные исходные данные приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные

1	2
Проектная глубина, м:	2650
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонну	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины	
– направление	d 324 мм на глубину 30 м
– кондуктор	d 245 мм на глубину 920 м
– эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 2650 м
Буровая установка	Уралмаш БУ 2900/175 ДЭП
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
тип- количество, шт.	УНБТ-1180 - 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0 – 20 м	68,2
– в интервале 20 – 920 м	55,2
– в интервале 920 – 2650 м	33
– в интервале 2610 – 2635 м (отбор керна)	24
Утяжеленные бурильные трубы:	
– в интервале 30 – 920 м	УБТ УБТС203x100 – 16,6 м
– в интервале 920 – 2650м	УБТ УБТС165 – 125 м
Забойный двигатель (тип):	

Продолжение таблицы 15

1	2
– в интервале 30 – 920 м	ДГ-240М.3/4.60
– в интервале 920 – 2650 м	ДГ-172 5/6
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
– в интервале 0 – 30 м	ТБПК 127х9,19
– в интервале 30 – 920 м	ТБПК 127х9,19
– в интервале 920 – 2650 м	ТБПК 127х9,19
– в интервале 2610 – 2635 м (отбор керна)	ТБПК 127х9,19
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0 – 30 м	БИТ 393,7 Z1RS
– в интервале 30 – 920 м	БИТ 295,3 Z3RS
– в интервале 920 – 2650 м	БИТ 215,9 ВТ 616 ТВС
– в интервале 2610 – 2635 м (отбор керна)	БИТ 215,9/100 В 913 С

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по Томской области представлены в таблице 16 [38].

Таблица 16 – Нормы механического бурения на месторождении Томской области

Интервалы бурения	Интервалы, м		Количество метров в интервале	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от	до			
1	0	30	30	0,026	600
2	30	920	890	0,032	5000
3	920	2650	1705	0,036	6800
4	2610	2635	25	0,065	700

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле:

$$N = T \cdot H \quad (11)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 0,026 \cdot 30 = 0,78 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,026	0,78
890	0,032	28,48
1705	0,036	61,38
25	0,065	1,625
Итого		92,265

Далее производится расчет нормативного количества долот n .

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/P, \quad (12)$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале P , м	n
30	600	0,05
890	5000	0,178
1705	6800	0,25
25	700	0,036
Итого на скважину		0,514

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

1. Спуск бурильных свечей;
2. Подъем бурильных свечей;
3. Подъем и установка УБТ за палец;
4. Вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
5. Подготовительно-заключительные работы при СПО;

6. Нарращивание инструмента;
7. Промывка скважины перед подъемом инструмента;
8. Промывка скважины перед наращиванием инструмента;
9. Смена долота;
10. Проверка люфта турбобура;
11. Смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
12. Крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{сно} = \Pi / n_{сно}, \quad (13)$$

где $n_{сно}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

Π – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении Ж.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $4 \cdot 1 = 4$ мин;
- кондуктор: $28 \cdot 1 = 28$ мин;
- эксплуатационная колонна: $76 \cdot 1 = 76$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ:

- направления 3–4 ч;
- кондуктора – 16 ч;
- эксплуатационной колонны – 24 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

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

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворот долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (14)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м;

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n : ведущей трубы (28 м), переводника с долотом (1 м)

$$L_n = 28 + 1 = 29 \text{ м};$$

в) определяется, длина бурильных труб по формуле:

$$L_T = L_c - L_n. \quad (15)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 29 = 1 \text{ м};$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (16)$$

где l_c – длина одной свечи, м;

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секци.}} = N \cdot 2 + 5. \quad (17)$$

1. Для кондуктора: $T_{\text{конд.}} = 35 \cdot 2 + 5 = 75$ мин.

2. Для эксплуатационной колонны: $T_{\text{экс.}} = 105 \cdot 2 + 5 = 215$ мин.

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

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

$$\Sigma = 75 + 215 + (3 \cdot (7 + 17 + 42)) = 488 \text{ мин} = 8,13 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч [38].

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

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

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 303,714 часов или 12,65 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$303,714 \cdot 0,066 = 20,045 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$303,714 + 20,045 + 25 = 348,759 \text{ ч} = 14,531 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложении Ж.

4.2 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.2.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (18)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

$$K = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (19)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		час	сутки
бурение:			
направление	0,78	0,85	0,035
кондуктор	28,48	30,48	1,28
эксплуатационная колонна	61,38	65,68	2,74
отбор керна	1,625	1,75	0,073
крепление:			
направление	1,86	3,2	0,13
кондуктор	8,16	9,5	0,4
эксплуатационная колонна.	12,24	13,7	0,57
Итого	114,525	125,16	5,228

Сметный расчет на бурение, крепление и результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения крепления скважин представлены в приложении И.

4.3 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч по формуле:

$$V_M = H / T_M, \quad (20)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч;

б) рейсовая скорость V_p , м/ч по формуле:

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (21)$$

где $T_{сно}$ – время спускоподъемных операций, ч;

в) коммерческая скорость V_K , м/ч по формуле

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (22)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч;

г) проходка на долото h_d , м по формуле:

$$h_d = H / n, \quad (23)$$

где n – количество долот.

д) себестоимость одного метра строительства скважины по формуле:

$$C_{слм} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (24)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, рублей [39].

Результаты расчетов сводим в таблицу 20.

Таблица 20 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
глубина скважины, м	2650
продолжительность бурения, сут.	4,9535
механическая скорость, м/ч	27,17
рейсовая скорость, м/ч	14,65
коммерческая скорость, м/ст.-мес.	16660
проходка на долото, м	5156
стоимость одного метра рублей	62618

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Производственная безопасность

Охрана труда занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 21 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству вертикальной разведочной газовой скважины.

Таблица 21 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	вредные	опасные	
<p>1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спускоподъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа буровой колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3. Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>4. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с насекомыми.</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы.</p> <p>2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.</p> <p>4. Пожарная безопасность</p>	<p>1 ГОСТ 12.0.002-80 [3].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [2].</p> <p>3 ГОСТ 12.1.005-88 [4].</p> <p>4 СНиП 2.04.05-91 [5].</p> <p>5 ГОСТ 12.1.012-90 [6].</p> <p>6 ГОСТ 12.1.003-83 [7].</p> <p>7 СНиП 23-05-95 [8].</p> <p>8 «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].</p> <p>9 ГОСТ 12.1.007-76 [10].</p> <p>10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].</p> <p>11 ГОСТ 12.3.003-75 [12].</p> <p>12 РД 34.21.122-87 [13].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [14].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [15].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [16].</p> <p>16 ГН 2.2.5.1313-03 [17].</p>

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности на буровой являются силовые приводы, дизельные электростанции, сыпучие химические реагенты.

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (С₁-С₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [1].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м². С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ 12.4.236-2007 [33]. Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99 [47], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [2, 19].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброручавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0\div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, виброшита. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05–95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, путь движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [15] Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противэнцефалитным прививкам.

5.2 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н, проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незаземленного от земли человека к незаземленным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводиться с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] полаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60° , ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь $2-5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

5.3 Экологическая безопасность

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

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль, туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники. Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух.

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия: сооружение водоотводов, накопителей и отстойников, очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики), строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора, создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации.

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде,

значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей. Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- лесные пожары;
- газонефтеводопроявления (ГНВП);
- взрывы ГСМ;
- разрушение буровой установки.

Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

В случае возникновения аварийной ситуации, открытого фонтана, а также в следствие пожара, работы по их ликвидации должны осуществляться силами Северной военизированной части по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых фонтанов и нефтяных фонтанов.

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [11]. Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12]. Чтобы предупре-

дить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122–87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [13].

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спускоподъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

С целью предупреждения ГНВП перед вскрытием пласта с возможным проявлением необходимо:

- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ГНВП;
- проверить состояние буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу;
- оценить готовность к утяжелению бурового раствора.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов, на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин – путь к фонтану!». При возникновении ГНВП буровая бригада должна действовать согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности и Плану ликвидации аварий.

5.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения

безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

Рабочая зона и место бурильщика – часть производственного пространства со всеми расположенными на нем основным и вспомогательным технологическим оборудованием, оснасткой, инвентарем, инструментом, рабочей мебелью и специальными приспособлениями, необходимыми для производства определенного вида работ. Работает бурильщик преимущественно за пультом управления стоя. Следит за приборами на пульте управления.

Большинство месторождений нефти и газа Западной Сибири находятся в районах с суровыми климатическими условиями, часто резко-континентального характера. На работников, при выполнении операций на открытой местности, воздействует комплекс неблагоприятных метеорологических факторов (высокие и низкие температуры, солнечная радиация, осадки, пыльные бури и др.).

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426–ФЗ «О специальной оценке условий труда» [1], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Законодательно предусмотрено, что люди, работающие в опасных условиях, могут получать такие гарантии и компенсации: уменьшение количества

рабочих часов (36 часов в неделю и меньше), оплачиваемый отпуск, являющемся дополнительным и предоставляемым каждый год (не меньше 7 календарных дней), происходит рост оплаты труда (не меньше 4% от оклада), льготы для пенсионного возраста бесплатное лечение и оздоровление, выдача расходных материалов – спецодежды, обеззараживающих средств.

5.6 Заключение

Раздел «Социальная ответственность» посвящен охране окружающей среды, технике безопасности при бурении, правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях. Предусмотрены необходимые меры по охране труда и безопасности жизнедеятельности, рассмотрены мероприятия по охране недр, окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были спроектированы и применены технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2650 метров на нефтяном месторождении в Тюменской области.

Были аргументированы: способы строительства скважины, способы бурения, выбран породоразрушающий инструмент, проведено обоснование класса и типоразмера долот. Был произведен подбор бурового раствора и его характеристик для каждого интервала бурения, расчет осевой нагрузки, расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента. Подобрана буровая установка для конкретных условий бурения, с наименьшим потреблением времени и средств затрачиваемых на строительство скважины. Рассчитаны и обоснованы компоновки бурильных колонн, диаметры, интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Геологическая часть включает в себя общую геологическую информацию, характеристику разреза скважины, физико-механические свойства горных пород, условий бурения, а также возможные осложнения.

Технологическая часть, в которой производится выбор технологических решений для бурения скважины, оборудования для бурения и заканчивания скважины.

В специальной части рассмотрено оборудование для ловильных работ при обрыве геофизических кабелей в скважине (конструкции, условия применения).

Финансовый менеджмент, в этом разделе рассмотрена организационная структура предприятия, составлен календарный план строительства скважины, рассчитаны коммерческая и механическая скорости бурения, а также сметная стоимость строительства скважины,

Социальная ответственность, в которой рассмотрены вопросы связанные с правилами безопасности, мероприятия по охране недр и окружающей среды и предупреждению аварий и осложнений.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
2. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
3. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
4. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
5. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
6. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
7. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности".
8. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".
9. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности».
10. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности".
11. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности".
12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности".
13. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений".
14. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
15. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
16. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки.
17. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

18. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование".
19. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.
20. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования».
21. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.
22. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.–152 с.
23. Каталог бурового оборудования 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/>.
24. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006. – 549 с.
25. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
26. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
27. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам – М.: Интернешнл касп флюидз, 2000. – 139 с. Изд.1 Волгоград.
28. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
29. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/>.
30. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche>.

31. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru>.
32. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru>.
33. ГОСТ 12.4.236-2007. Одежда специальная для защиты от пониженных температур.
34. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/>.
35. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, – 189 с.
36. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/>.
37. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
38. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемы [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
39. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017–04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
40. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум.
41. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.
42. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.
43. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.

44. РД 39–133–94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
45. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by.
46. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.
47. ГОСТ Р 12.4.185-99 Система стандартов безопасности труда. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(Обязательное)

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегание м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол градусов	азимут, градусов	
1	2	3	4	5	6	7
0	23	Четвертичн. отлож. Абрасимовская	Q-N	0	-	1,3
23	75	Туртасская	P ₃ tr	0	-	1,3
75	247	Черталинская	P ₃ cr	0	-	1,3
247	385	Тавдинская	P ₂ tv	0	-	1,3
385	550	Люлинворская	Pg ₁ -Pg ₂ II	0	-	1,3
550	590	Талицкая	Pg ₁ tl	0	-	1,3
590	753	Ганькинская	K ₂ gn	0	-	1,5
753	858	Берёзовская	K ₂ br	0	-	1,5
858	880	Кузнецовская	K ₂ kz	0.2	-	1,6
880	1645	Покурская	K ₁₋₂ pk	0.5	-	1,3
1645	1710	Алымская	K ₁	0.5	-	1,3
1710	2125	Киялинская	K ₁ kls	0.5	-	1,3
2125	2225	Тарская	K ₁ tr	0.5	-	1,1
2225	2506	Куломзинская	K ₁ klm	0.7	-	1,1
2506	2520	Баженовская	J ₃ bg	0.7	-	1,1
2520	2521	Георгиевская	J ₃ gr	0.7	-	1,1
2521	2585	Васюганская	J ₃ vs	0.7	-	1,2
2585	2650	Тюменская	J ₂₋₁ tm	1.0	-	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q-N	0	23	пески суглинки глины супеси	40 40 10 10	Пески серые, светло-серые; суглинки и супеси буровато-серые; глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
P ₃ tr	23	75	глины	100	Глины зеленовато-серые плотные алевритистые.
P ₃ cr	75	247	пески глины алевриты угли	85 5 5 5	Песок тонкозернистый кварц-полевошпатовый глинистый, слюдистый, с прослойками алеврита, глина алевритовая серая с зеленоватым оттенком плотная слюдистая с прослойками бурого угля.
P ₂ tv	247	385	глины алевриты пески	90 5 5	Тавдицкая свита сложена глинами голубовато-зелёными, зеленовато-серыми, плотными, иногда жирными на ощупь, с гнёздами, присыпками и прослойками песков серых, светло-серых, буровато-серых, разнозернистых и алевролитов.
Pg ₁ -Pg ₂ II	385	550	глины алевролиты пески опоки	80 10 5 5	Сложена глинами зеленовато-серыми, жёлто-зелёными, жирными на ощупь, в нижней части свиты опоковидными, местами переходящими в опоки. В глинах встречаются прослойки серых слюдистых алевролитов и кварц-глауконитовых песков и слабосцементированных песчаников.
Pg ₁ tl	550	590	глины алевриты пески	80 10 10	Сложена глинами тёмно-серыми, до чёрных, плотными, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевритов и песков мелкозернистых, с включениями пирита.
K ₂ gn	590	753	глины мергели пески алевриты	80 10 5 5	Ганькинская свита сложена глинами серыми, тёмно-серыми, с тонкими прослоями песков и алевритов. В верхней части присутствуют мергели серые, зеленовато-серые.
K ₂ br	753	858	глины алевриты пески	90 5 5	Берёзовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, комковатыми с тонкими прослоями алевритов и песков.
K ₂ kz	858	880	глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкополосчатыми, листоватыми, с остатками морской фауны.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁₋₂ pk	880	1645	алевролиты глины песчаники	40 30 30	Покурская свита сложена неравномерным чередованием глин ,алевролитов и песчаников. Песчаники светло-серые, глинистые, алевролиты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глины серые, комковатые.
K ₁ al	1645	1710	песчаники аргиллиты глины алевролиты	30 30 20 20	Переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов. В нижней части глины.
K ₁ vnd	1710	2125	алевролиты аргиллиты песчаники	50 25 25	Свита складывается преимущественно песчано-глинистыми отложениями. Породы представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Пласты свиты часто не выдержаны в разрезе, часто глинизируются.
K ₁ tr	2125	2225	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20	Отложения Тарской свиты представлены преимущественно песчаниками с подчинёнными прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаные пласты выдержаны, и толщина их различная, достигает 32 м.
K ₁ klm	2225	2506	алевролиты песчаники аргиллиты	60 30 10	Отложения Куломзинской свиты представлены глубоководно-морскими, преимущественно глинистыми отложениями – аргиллитами серыми, плотными с частыми прослоями крепкоцементированных песчаников и светло-серых алевролитов.
J ₃ bg	2506	2520	аргиллиты	100	Отложения Баженовской свиты представлены тёмно-серыми, почти чёрными битуминозными аргиллитами.
J ₃ gr	2520	2521	аргиллиты	100	Отложения Баженовской свиты представлены тёмно-серыми, почти чёрными битуминозными аргиллитами.
J ₃ vs	2521	2585	песчаники глины алевролиты аргиллиты угли	50 20 5 5 5	Представлена преимущественно песчаником с подчинёнными прослоями алевролитов, местами с редкими прослоями угля. Нижняя часть свиты более глинистая.
J ₂₋₁ tm	2585	2650	песчаники аргиллиты алевролиты угли	50 25 20 5	Сложена неравномерным переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Разрез свиты отличается высокой угленасыщенностью, толщина их колеблется от менее метра до 3,5 метров. Верхняя часть свиты более песчаная, нижняя более глинистая.

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q-N	0	23	супеси	2	10	-	40	0	-	1	-	мягкая
			суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ tr	23	75	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
P ₃ cr	75	247	алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	мягкая
			пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	мягкая
P ₂ tv	247	385	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			пески	2,2	30	800	10	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
Pg ₁ -Pg ₂ ll	385	550	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1000	10	0	-	5	10	мягкая
			опоки	2	22	10	40	20	20	5	10	мягкая
Pg ₁ tl	550	590	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K ₂ gn	590	753	мергели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	мягкая
			пески	2,2	30	5	10	0	-	5	10	мягкая
			алевролиты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ br	753	858	глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	мягкая
			алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	мягкая
			пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	мягкая
K ₂ kz	858	880	глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	мягкая
K ₁₋₂ pk	880	1645	песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	мягкая
			глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	мягкая
			алевролиты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	мягкая
K ₁ al	1645	1710	глины	2,3	10	0	100	2	30	1	6	средняя
			алевролиты	2,3	15	3	20	3	20	2,5	10	средняя
			аргиллиты	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			песчаники	2,2	15	15	15	3	40	2,5	10	средняя
K ₁ vnd	1710	2125	аргиллиты	2,3	5	0	90	8	50	2,5	4	средняя
			алевролиты	2,2	10	6	17	6	50	3	4	средняя
			песчаники	2,2	23	13	15	3	50	2,5	10	средняя
K ₁ tr	2125	2225	песчаники	2,2	25	15	10	5	50	3,5	10	средняя
			алевролиты	2,3	10	5	20	1	65	1	6	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	7	100	3	4	средняя
K ₁ klm	2225	2506	песчаники	2,4	20	19	20	10	60	3	4	средняя
			алевролиты	2,3	7	5	30	5	20	3,5	5	средняя
			аргиллиты	2,2	5	0	95	5	25	3,5	10	средняя
J ₃ bg	2506	2520	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J ₃ gr	2520	2521	аргиллиты	2,4	5	1	100	8	100	3	6	средняя
J ₃ vs	2521	2585	песчаники	2,4	5 – 17	3 – 8	20	45	60	2,5	10	средняя
			глины	2,4	5	0	100	5	90	3	4	средняя
			аргиллиты	2,4	10	1	95	30	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	5	0	40	15	90	3	4	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	средняя
J ₂₋₁ tm	2585	2650	песчаники	2,4	15	0 – 10	10	60	80	2,5	4	средняя
			аргиллиты	2,4	5	0	95	10	120	2,5	6	средняя
			алевролиты	2,4	10	1	30	40	95	2,5	6	средняя
			угли	1,2	0	0	0	0	40	4	5	мягкая

Таблица А.4—Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q-N	0	23	0	0,100	0	0,100	0,000	0,200	0,00	0,20	5
P ₃ tr	23	75	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	15
P ₃ cr	75	247	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,20	0,20	20
P ₂ tv	247	385	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,21	0,21	35
Pg ₁ -Pg ₂	385	550	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	41
Pg ₁ tl	550	590	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	42
K ₂ gn	590	753	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	44
K ₂ br	753	858	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	48
K ₂ kz	858	880	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	53
K ₁₋₂ pk	880	1645	0,101	0,101	0,101	0,101	0,200	0,200	0,23	0,23	75
K ₁ al	1645	1710	0,101	0,101	0,101	0,101	0,200	0,200	0,24	0,24	76
K ₁ kls	1710	2125	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	78
K ₁ tr	2125	2225	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	80
K ₁ klm	2225	2506	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	85
J ₃ bg	2506	2520	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	85
J ₃ gr	2520	2521	0,101	0,101	0,101	0,101	0,170	0,170	0,24	0,24	85
J ₃ vs	2521	2585	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	90
J ₂₋₁ tm	2585	2650	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	91

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(Обязательное)

Характеристика нефтеносности, водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Индекс стратиграфического подразделения	Нефтеносность															
	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси на сантипуаз		Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворённого газа					
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации	в пластовых условиях	после дегазации				газовый фактор, м ³ /м ³	содержание H ₂ S, % по объёму	содержание CO ₂ , % по объёму	коэффициент сжимаемости, 1/МПа 10 ⁻⁴	относительная плотность газа по воздуху	давление насыщенных в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₁ kls (Б ₇)	2075	2080	поровый	0,731	0,841	>0,17	-	0,53	2,38	до 5	71,5	-	0,136	1,1	-	5,7
K ₁ tr (Б ₁₀)	2175	2180	поровый	0,731	0,841			0,53	2,38	до 5	71,5	-	0,136	1,1	-	5,7
K ₁ klm (Б ₁₆₋₂₀)	2470	2480	поровый	0,731	0,841			0,53	2,38	до 5	71,5	-	0,136	1,1	-	5,7
J ₃ vs (Ю ₁ ^L)	2521	2525	поровый	0,759	0,83			0,6	3,18	0 – 30	72,6	-	0,4	1	-	8
J ₃ vs (Ю ₁ ^M)	2530	2535	поровый	0,766	0,838			0,57	3,21	0 – 30	71,6	-	1,1	1,02	-	9,8
J ₂ tm (Ю ₄)	2620	2625	поровый	0,766	0,838			0,57	3,21	2 – 70	71,6	-	1,1	1,02	-	9,8

Примечание. В связи с отсутствием данных, параметры нефтеносности взяты из соседнего Катлыгинского и Южно-Черемшанского месторождения

Продолжение таблицы Б.1

Водоносность															
Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницае- мость, мДарси	Химический состав воды, мг/литр, +-						Степень минерали- зации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источ- нику питьевого водо- снабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
N ₁ ab-P ₃ cr	20	247	поровый	1	-	2500	-	-	-	-	-	5	-	ГКН	да
K ₁₋₂ pk	880	1645	поровый	1,003–1,007	До 500	7–250	5000	0	0	3800	100	1100	7–10	ХЛК	нет
K ₁ tr-K ₁ klm	2190	2460	поровый	1,007–1,018	70–350	15–19	1014 0	9,05	146,4	4665	19,44	1771	16,5	ХЛК	нет
J ₃ vs-J ₂₋₁ tm	2540	2610	поровый	1,024–1,03	2–17	0–21	8417	1,64	237,9	5124	38,9	256,5	19– 30	ХЛК	нет
ГКН – гидрокарбонатно-натриевый ХЛК – хлор-кальциевый															

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(Обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q–P ₃ cr	0	247	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% сверх гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk–K ₁ klm	880	2506		
J ₃ vs–J ₂₋₁ tm	2521	2650		
Q–Pg ₂ ll	0	550	Осыпи и обвалы горных пород	Недостаточное противодействие столба на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ gn	590	753		
K ₁ al–K ₁ tr	1645	2225		
J ₃ vs–J ₂₋₁ tm	2521	2650		
N ₁ ab–P ₃ cr	20	247	Нефтегазоводопроявления	Снижение противодействия на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурильного инструмента.
K ₁₋₂ pk	880	1645		
K ₁ kls (Б ₇)	2075	2080		
K ₁ tr (Б ₁₀)	2175	2180		
K ₁ tr–K ₁ klm	2190	2460		
K ₁ klm (Б ₁₆₋₂₀)	2470	2480		
J ₃ vs (Ю ₁ ¹)	2521	2525		
J ₃ vs (Ю ₁ ^M)	2530	2535		
J ₃ vs–J ₂₋₁ tm	2540	2610		
J ₂₋₁ tm (Ю ₄)	2620	2625		

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5
Q–Pg ₂ ll	0	550	Прихватоопасность из-за обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы. несоблюдение режимов промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы и отсутствие проработки ствола в интервалах его сужения, несоблюдения режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
Pg ₁ tl–K ₁ klm	550	2650	Прихватоопасность из-за заклинки и сальникообразования	
J ₃ bg–J ₂₋₁ tm	2515	2650	Прихватоопасность из-за заклинки и сальникообразования, перепада давления	
Pg ₂ tv–K ₂ kz	247	880	Кавернообразование, сужение ствола	За счёт разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
K ₁ al+K ₁ vnd	1645	2125	Незначительное кавернообразование, сужение ствола	
J ₃ vs	2521	2585	Кавернообразование	

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(Обязательное)

Выбор породоразрушающего инструмента и КНБК

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–920	920–2650
Шифр долота		БИТ 393,7 Z1RS	БИТ 295,3 Z1RS	БИТ 215,9 ВТ 616 ТВС
Тип долота		шарошечное долото	шарошечное долото	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		0,41	0,32	0,27
Масса, кг		150	75	44
G, тс	рекомендуемая	14–28	5–17	4–14
	предельная	–	–	40
n, об/мин	рекомендуемое	40–600	120–300	60–350
	предельное	–	–	–

Таблица Г.1.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–30	30–920	920–2650
Шифр калибратора		КЛС 393,7	КЛС 292	212,7
Тип калибратора		лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями	лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	292	212,7
Тип горных пород		МЗ	МЗ	МСЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–171	3–152	3–117
	API	7 5/8 reg	6 5/8 reg	4 1/2 reg
Длина, м		1,270	0,500	0,39
Масса, кг		450	160,0	96,0

Таблица Г.2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–30 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли-на, м	Наруж. диа-метр, мм	Внут. диа-метр, мм	Резьба (низ)	Тип со-единения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип со-единения (верх)	
Бурение под направление (0 – 30 м)							
1	Долото БИТ 393,7 Z1RS	0,40	393,7	-	3-177	Ниппель	0,14
2	Переводник M171xM177	0,42	225	101	3-177	Муфта	0,05
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 393,7	0,9	393,7	90	3-171	Ниппель	0,12
					3-171	Муфта	
3	Утяжеленная буриль- ная труба УБТ-203×100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
4	Переводник M147xH171	0,38	203	90	3-171	Ниппель	0,05
					3-147	Муфта	
5	Утяжеленная буриль- ная труба УБТ-178×71 Д	9,45	178	70	3-147	Ниппель	1,54
					3-147	Муфта	
6	Переводник M133xH147	0,39	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБПК 127x9,19 E	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,333
					3-133	Муфта	

Таблица Г.3 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (30–920 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30 – 920 м)							
1	БИТ 295,3 Z1RS	0,32	220,7	-	3-152	Ниппель	0,04
2	ВЗД ДГ-240 3/4.60	9,65	240	-	3-152	Муфта	2,04
					3-171	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-240	0,65	240	-	3-171	Ниппель	0,11
					3-171	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240	0,84	240	-	3-171	Ниппель	0,10
					3-171	Муфта	
5	Утяжеленная бурильная труба УБТ-203×100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
6	Переводник М152хН171	0,51	200	100	3-171	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
7	Калибратор КЛС 292	0,9	295	90	3-152	Ниппель	0,12
					3-152	Муфта	
8	Переводник М171хН152	0,51	200	100	3-152	Ниппель	0,09
					3-171	Муфта	
9	Утяжеленная бурильная труба УБТ-203×100 Д	8,3	203	100	3-171	Ниппель	1,72
					3-171	Муфта	
10	Переводник М147хН171	0,47	200	90	3-171	Ниппель	0,09
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133хН147	0,43	178	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	27,738
					3-133	Муфта	

Таблица Г.4 – Проектирование КНБК для бурение интервала под эксплуатационную колонну (920–2650 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (920 – 2610; 2635 – 2650 м)							
1	БИТ 215,9 ВТ 616 ТВС	0,4	215,9	-	3-117	Ниппель	0,044
2	Калибратор КЛС 212,7	0,39	212,7	-	3-117	Муфта	0,6
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД ДГ-172 5/6	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,575
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172	0,44	172	40	3-147	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,43	178	89	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	Утяжеленная буровая труба УБТ-165×57 Д	125	165	71,4	3-133	Ниппель	1,54
					3-133	Муфта	
7	Буровая труба ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	-	3-133	Ниппель	68,23
					3-133	Муфта	

Таблица Г.5 – Проектирование КНБК для отбора керна (2610–2635 м)

№	Типоразмер, шифр	Дли- на, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип со- единения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип со- единения (верх)	
Отбор керна (2610 – 2635 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В913С	0,4	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	Переводник	178	178	76,2	3-161	Ниппель	0,064
					3-133	Ниппель	
3	Керноприемник СК- 178/100 "ВОСТОК" 3/9	27	185	140	3-133	Муфта	1,5
					3-133	Муфта	
6	Утяжеленная буриль- ная труба УБТ-165×57 Д	28,5	165	71,4	3-147	Ниппель	3,876
					3-147	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	78,97
					3-133	Муфта	

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(Обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Д.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁₀ дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	30	1,19	–	–	60–80	≤10	8–10	≤2	8–20	10–25
30	920	1,16	4–8	6–16	45–55	≤8	8–10	≤1	8–20	10–25
920	2650	1,10	2–10	4–24	40–55	≤6	8–10	≤1	5–20	10–25

Таблица Д.2 – Компонентный состав бентонитового раствора (направление)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп.	кг (л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	0,28	1	25
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,28	1	25
Глинопорошок (бентонит)	регулятор вязкости	900	40	4	3600
Барит	утяжелитель	1000	124	3	3000

Таблица Д.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора (кондуктор)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп.	кг (л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	0,15	2	50
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,15	2	50
МЕХ-BOR	боросиликатный ингибитор	25	2,13	28	700
МЕХ-САР	инкапсулятор	25	0,46	6	150
МЕХ-РАС HV	регулятор фильтрации, вязкости	25	0,30	4	100
МЕХ-РАС	полиакриат, флокулянт, капсулятор	25	1,83	24	600
СААР	разжижитель	25	0,46	6	150
Барит	утяжелитель	1000	124	9	9000

Таблица Д.4 – Компонентный состав инкапсулированного раствора (эксплуатационная колонна)

Наименование химического реагента	Класс/ назначение	Упаковка	Расход		
			кг/м ³	уп.	кг (л)
Каустическая сода	регулятор щелочности (рН)	25	1,50	14	350
Кальцинированная сода	регулятор рН и жесткости	25	0,21	2	50
МЕХ-GL LUBE	смазывающая добавка	200	4,29	5	1000
МЕХ-GUM S	ксантановая смола, регулятор вязкости	25	0,64	6	150
МЕХ-РАС HV	регулятор фильтрации, вязкости	25	1,29	12	300
МЕХ-РАС LV	регулятор фильтрации	25	7,83	73	1825
KCL	ингибитор глин	900	104,29	27	24300
Карбонат кальция (мел)	карбонат кальция, кольматант	1000	64,38	15	15000

Таблица Д.5 – Требуемое количество бурового раствора под интервал 0–2650 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	V _{скв} =5,535
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,3839
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =3,18
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ =19,07
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =22,7839
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
30	920	890	295,3	306,9	1,38	V _{скв} =86,29
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =9,067
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =57,21
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =4,45
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =180,58
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =251,297
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _{2'} =251,297
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =0
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
920	2650	1730	215,9	228,7	1,18	V _{скв} =112,474
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =11,02
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =53
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =8,65
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =232,948
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =305,618
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =0
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =337,422

Таблица Д.6 – Требуемое количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Требуемое количество реагентов							
		направление		кондуктор		эксплуатационная колонна		итого	
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25,0	20	1	259	11	102	5	348	14
Кальцинированная сода	60,0	0	0	138	3	135	3	313	8
Глинопорошок	1000	997	1	10355	11	0	0	11352	12
ПАЦ НВ	25	0	0	2071	83	1688	68	3215	129
ПАЦ ВВ	25	0	0	518	21	405	17	792	32
Электролит КСІ	200	0	0	12944	65	0	0	12944	65
Смазочная добавка	186	0	0	1295	7	3375	19	3583	20
ПАВ	25	0	0	0	0	338	14	229	10
Барит	1000	0	0	14629	15	0	0	14629	15
Ксантановая камедь	25	0	0	0	0	135	6	92	4
Реакаб	25	0	0	0	0	406	16	406	16
Рестаб	25	0	0	0	0	813	33	813	33
Карбонат кальция	1000	0	0	0	0	15184	16	10295	11
Бактерицид	3	0	0	0	0	0	0	90	30
Пенегаситель	25	0	0	55	3	0	0	55	3
Барит	1000	2938.8	3	8816.4	9	0	0	11755	12

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(Обязательное)

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Е.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, 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 эксплуатационную колонну									
920	2650	БУРЕНИЕ	0,94	0.085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	86,5	3,84
Отбор керна									
2610	2635	Отбор керна	0,86	0.085	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	7	97,4	4,43

Таблица Е.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
920	2650	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	160	275,4	0,85	125	16,5	33
2610	2635	Отбор керна	УНБТ-1180	1	90	160	247,9	0,85	125	30	30

Таблица Е.3 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
920	2650	БУРЕНИЕ	183,6	48,6	42,3	60,6	22,1	10,0
2610	2635	Отбор керна	132,7	61,7	0	39,6	21,4	10,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(Обязательное)

Таблица Ж.1 – Нормативное время

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0–30	393,7	490	11	24	0–50	0,0121	0,48
Кондуктор	30–920	295,3	1400	12	32	0–100	0,0122	0,73
						100–200	0,0133	1,33
						200–300	0,0146	1,46
						300–400	0,0146	1,46
						400–500	0,0146	1,46
						500–600	0,0155	1,55
						600–700	0,0158	1,58
						700–800	0,0159	1,59
						800–900	0,0160	1,60
						900–1000	0,0166	1,66
						1000–1100	0,0177	1,67
						1100–1200	0,0188	1,78
						1200–1300	0,0190	1,90
1300–1400	0,0193	1,93						
Эксплуатационная колонна	920–26500	215,9	1600	12	32	1400–1500	0,0199	1,99
						1500–1600	0,0210	2,10
						1600–1700	0,0230	2,30
						1700–1800	0,0233	2,33
						1800–1900	0,0240	2,40
						1900–2000	0,0246	2,46
						2000–2100	0,0249	2,49
						2100–2200	0,0252	2,52
						2200–2300	0,0255	2,55
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0259	2,59
						2600–2700	0,0262	2,62
						2700–2800	0,0265	2,65
2800–2900	0,0268	2,68						
2900–3000	0,0270	2,70						
Итого								61,92

Таблица Ж.2 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ 393,7 Z1RS	490	0,1	0–30	30	0,026	1,3	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 Z1RS	1400	0,96	30–920	890	0,032	43,2	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9-ВТ-616 ТВС	980	1,6	920–2650	1730	0,036	57,6	40,92	57,6
Всего			5,64		3050		104,95		104,95
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3 12 18
Установка центраторов - направление - кондуктор - эксплуатационная			4 28 76						0,05 0,55 0,66
ОЗЦ: - направление									8

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
- кондуктора									16
- эксплуатационной									24
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
- направление				20–30					0,11
- кондуктор				910–920					2,01
Промывка скважины (1 цикл)									
- направление									0,01
- кондуктор									0,11
- эксплуатационная									0,50
Спуск и подъем при гис									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные Работы, не учтенные в унв									7,65
Всего на бурение скважины (без учета									203,99
Ремонтные работы (3,3 %)									17,8
Общее время на скважину									260,33

Таблица Ж.3 – Расчета времени на СПО

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
интервалы бурения	интервалы бурения м	размер долота	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения	норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-30	393,7	600	11	24	0-30	0,0124	0,372
Кондуктор	30-920	295,3	5000	12	32	30-100	0,0122	0,854
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
Эксплуатационная	920-2650	215,9	6800	12	32	800-900	0,0160	1,6
						900-920	0,0166	0,332
						920-1000	0,0166	1,328
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,9
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,1
						1600-1700	0,0230	2,3
						1700-1800	0,0233	2,33
						1800-1900	0,0240	2,4
						1900-2000	0,0246	2,46
						2000-2100	0,0249	2,49
						2100-2200	0,0252	2,52
						2200-2300	0,0255	2,55
2300-2400	0,0256	2,56						
2400-2500	0,0257	2,57						
2500-2600	0,0258	2,58						
2600-2650	0,0259	1,295						

Продолжение Таблицы Ж.3

Итого								52,541
Отбор керна	2610-2635	215,9	700	12	32	2610-2635	0,0259	0,64+2,58=3,22
Итого по скважине								55,761

Таблица Ж.4 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Томская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ 393,7 Z1RS	600	0,05	0-30	30	0,026	0,78	0,363	1,143
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 Z1RS	5000	0,178	30-920	890	0,032	28,48	14,8	43,28
Бурение под направление	БИТ 215,9 ВТ 616 ТВС	6800	0,25	920-2650	1705	0,036	61,38	30,02	91,4
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 913 С	700	0,036	2610-2635	25	0,065	1,625	4,03	5,655
Всего			0,514		2650		92,265	49,213	141,478
Крепление:									
– направления;									1,86
– кондуктора;									8,16
– эксплуатации.									12,24

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов:									
– направление;			4						0,07
– кондуктор;			28						0,47
– эксплуатацион.			76						1,27
ОЗЦ:									
направление									4
кондуктора									16
эксплуатационн									24
Разбуривание цементной пробки (10 м):									
– направление;				20-30					1,86
– кондуктор.				910-920					2,15
Промывка скважины (1 цикл)									
направление -									0,08
кондуктор -									0,5
эксплуатационная									1
Спуск и подъем при ГИС									6,1
Геофизические работы									25

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомога- тельные работы, не учтённые в УВН									7,56
Всего на бурение скважины (без уче- та норм времени на геофизические ра- боты)									322,499
Ремонтные работы (6,6 %)									21,28
Всего на бурение Общее время на скважину									368,78

ПРИЛОЖЕНИЕ И

(Обязательное)

Сметный расчет на бурение скважины

Таблица И.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единица, рублей	Подготовительные		Эксплуатационная колонна.	
			количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7
Затраты, зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4,00	856,64		
Социальные отчисления 34 %				291,26		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			6,67	1533,70
Социальные отчисления 34 %						521,46
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	19,25			6,67	128,40
Социальные отчисления 34 %						43,66
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	17,95	4,00	71,80		
Социальные отчисления 34 %				24,41		
Сдельная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Социальные отчисления 34 %						27,15
Сдельная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 34 %						27,15
Повременная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Содержание телесистемы	сут	241,05			6,67	1607,80
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		
Амортизация бурового оборудования при монтаже вышки и сооружений	сут	822,13	48,70	40037,73		

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Капитальный ремонт бурового оборудования при монтаже вышки, сооружений	сут	407,50	0,40	163,00		
Дежурство автокрана	сут	177,60			11,79	2093,90
Дежурство бульдозера	сут	204,24			11,79	2407,99
Износ бурового инструмента	к-т	31,59			6,67	210,71
Износ ловильного инструмента	к-т	8,54			6,67	56,96
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4,00	776,48	11,79	2288,67
Обслуживание КИП и А	сут	201,30			11,79	2373,33
Работа цементировочного агрегата	ч	31,50			4,10	129,15
Содержание агрегата ППУ – 3М	ч	16,20			28,10	455,22
Работа ЦСМ	ч	29,20			4,10	119,72
Пробег агрегатов	км	2,40	100,00	240,00		
Содержание цементировочного агрегата	ч	18,90			24,00	453,60
Техническая вода	м3	2,90	150,00	435,00	105,20	305,08
Глинопорошок	т	319,10			4,20	1340,22
КМЦ-800	т	1144,00			0,60	686,40
ГКЖ-11	м3	1280,00			0,30	384,00
NaOH	т	400,00			0,09	36,00

Продолжение таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
Na2CO3	т	216,00			0,06	12,96
Полиэколуб	м3	800,00			0,42	336,00
Иккарб-75/150	т	360,00			3,60	1296,00
NaCl	т	345,50			7,45	2573,98
Итого по затратам, зависящим от времени				138964,45		161915,95
Затраты, зависящие от объема						
Износ бурильных труб	сут	366,5			6,67	2444,56
Долото 393,7 (15,5) GRD111	шт	12500,00			1,00	12500,00
Долото 295,3 (11 5/8) FD 619 M	шт	4000,00			1,00	4000,00
Долото 215,9 (8 ,5) FD 613 SM	шт	8400,00			1,00	8400,00
Долото 215,9 /100 (8 ,5 / 4) MH	шт	6800,00			1,00	6800,00
Содержание передвижной дефектоскопической установки	час	22,90			48,00	1099,2
Пробег передвиж.дефектоскоп.установки	км	1,20			100,00	120,00
Итого по затратам, зависящим от объема						35363,76
Всего затрат по сметному расчету						336245,16