

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 3720 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m3720):622.324.5(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Акимутин Дмитрий Николаевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность: Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Акимутину Дмирию Николаевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3720 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Красноярский край), с ожидаемым притоком $Q = 360 \text{ м}^3/\text{сутки}$.</p>
---	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>– 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);</p> <p>– 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;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p> <p>– Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Доцент, Романюк Вера Борисовна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна</p>
<p></p>	<p></p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>1. Общая и геологическая часть</p>	
<p>2. Технологическая часть</p>	
<p>3. Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса</p>	
<p>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	
<p>5. Социальная ответственность</p>	
<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p></p>

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Акимутин Дмитрий Николаевич		

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
8 февраля	1. Общая и геологическая часть	10
5 апреля	2. Технологическая часть	40
31 апреля	3. Специальная часть	20
30 мая	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30 мая	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕ-
РЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Акимутину Дмитрию Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.</i>
2. <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 бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др</i>
3. <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:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Нормативная карта строительства скважины</i>
3. <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):

1. <i>Организационная структура управления организацией</i>
2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
3. <i>Нормативная карта</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Акимутин Дмитрий Николаевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Акимутину Дмитрию Николаевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. *Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:*

- *вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)*
- *опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)*
- *негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)*

При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 3720 метров на газовом месторождении (Красноярский край) могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.

Оказывается негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).

Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.

2. *Перечень законодательных и нормативных документов по теме*

ГОСТ 12.2.003-91
ГОСТ 12.2.062-81
ГОСТ 12.3.009-76
ГОСТ 12.4.011-89
ГОСТ 12.4.125-83
ГОСТ 12.1.005-88
ГОСТ 23407-78
ГОСТ 12.1.019-79
ГОСТ 12.1.030-81
ГОСТ 12.1.006-84
ГОСТ 12.1.038-82
ГОСТ 12.1.003-2014
ГОСТ 12.1.012-90
ГОСТ 12.4.002-97
ГОСТ 12.4.024-86
ГОСТ 12.1.007-76

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Превышение уровней шума. 2. Тяжесть физического труда. 3. Превышение уровней вибрации. 4. Повреждения в результате контакта с насекомыми. 5. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 6. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молнии защита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Расположение рабочего места на значительной высоте относительно поверхности земли (пола). 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. 3. Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхности инструментов. 4. Электрический ток. 5. Пожароопасность.
<p>3. Охрана окружающей среды:</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: анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</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>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе ин-</p>

<ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>струкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>
--	---

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Акимутин Дмитрий Николаевич		

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, <i>повышающих 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 <i>составления 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 117 страниц, 5 рисунков, 32 таблицы, 45 литературных источников, 8 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 3720 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на газ глубиной 3720 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения винтового забойного двигателя с регулируемым углом перекоса.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью программного обеспечения Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- КПО – кумулятивное перфорационное оборудование;
- МСП – механическая скорость проходки;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ТБВК – трубы бурильные стальные бесшовные с высаженными внутрь концами и коническими стабилизирующими поясками;
- ОЗЦ – ожидания затвердения цемента;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- БУ – буровая установка;
- БК – башмак колонный;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ – центратор цементируочный;
- ГЦУ – головка цементируочная универсальная;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементируочная.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Геологические условия бурения скважины	17
1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)	18
1.3 Зоны возможных осложнений	19
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА	20
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	20
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин	20
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	20
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	21
2.2.3 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн	22
2.3 Углубление скважины	22
2.3.1 Выбор способа бурения	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	26
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	28
2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	29
2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины	31
2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	32
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	33
2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн	33
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	33
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	34
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	35

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны	36
2.4.2.1 Обоснование способа цементирования	36
2.4.2.2 Расчет объёмов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора	36
2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	37
2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	39
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины	39
2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	39
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя	40
2.5 Выбор буровой установки	40
3 ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ С РЕГУЛИРУЕМЫМ УГЛОМ ПЕРЕКОСА	42
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	43
4.1 Основные направления деятельности ООО«Иркутская нефтяная компания»	43
4.1.1 Организационная структура управления предприятием	44
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	44
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	46
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	47
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	49
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	49
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	49
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	52
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	52

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	52
4.3 Линейный календарный график выполнения работ	53
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	54
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	54
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
5.1 Профессиональная социальная ответственность	57
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	59
5.2. Экологическая безопасность	62
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	63
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	64
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	66
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	67
ПРИЛОЖЕНИЕ А	71
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	77
ПРИЛОЖЕНИЕ В	79
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	90
ПРИЛОЖЕНИЕ К	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	102

ВВЕДЕНИЕ

Добыча нефти и газа играет важную роль в развитии инфраструктуры страны, добытые ископаемые являются не только отличными горюче-смазывающими материалами, но и хорошо применяются в химической промышленности.

Одним из эффективным средством разведки и эксплуатации нефтяных месторождений является бурение глубоких скважин. Важно отметить что бурение нефтяных скважин – это трудоемкий и сложный технологический процесс, который состоит из многочисленных операций. Проектирование конструкции скважины, выбор бурового инструмента и гидравлической программы являются важнейшим технологическим этапом перед бурением. Они определяют эффективность и успех строительства скважины, экономическую эффективность разведки и разработки месторождений газа и степень развития нефтегазовой промышленности в целом.

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, технологические, экономические и социальные. В специальной части работы рассматривается двигатель с регулируемым углом перекоса.

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.

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

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

Физико-механические свойства пород по разрезу скважины – в таблице А.3 приложения А.

Физико-механические свойства. Продуктивный пласт в интервале 3630–3680 метров представлен доломитом, плотностью 2830 кг/м³.

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент			
			пластового давления	порового давления	гидроразрыва пород	горного давления
	от	до	доли ед.	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м	кгс/см ² на м
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	50	0,1	-	0,185	0,18
Plk	50	430	0,1	-	0,185	0,18
Plar	430	885	0,1	-	0,185	0,18
Pla+s	885	900	0,104	-	0,189	0,18
C ₂	900	1100	0,104	-	0,189	0,18
Clс	1100	1620	0,104	-	0,189	0,18
Clv	1620	2370	0,104	-	0,189	0,18
Clт	2370	2500	0,106	-	0,191	0,19

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7
3fm	2500	2810	0,106	-	0,191	0,19
3f ₃	2810	2880	0,106	-	0,191	0,20
D ₃ dm	2880	2915	0,106	-	0,191	0,20
3tm-sr	2915	2970	0,106	-	0,191	0,20
D ₂ g	2970	3000	0,106	-	0,191	0,20
2ef	3000	3100	0,112	-	0,197	0,20
isk	3100	3370	0,112	-	0,197	0,20
lop	3370	3620	0,112	-	0,197	0,20
S ₂	3620	4000	0,112	-	0,197	0,20

1.2 Характеристика нефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтеводоносности, нефтеносности, газоносности месторождения (площади) представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеводоносность, нефтеносность, газоносность по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
Водоносность				
1080	1090	порово-трещиноватый	1,006	780
1350	1370	порово-трещиноватый	1,013	-
1650	1660	порово-трещиноватый	1,008	-
2610	2620	порово-трещиноватый	1,020	437
2890	2900	порово-трещиноватый	1,011	-
3430	3440	порово-трещиноватый	1,110	49
3680	3690	порово-трещиноватый	1,091	-
Нефтеносность				
520	530	терригенный	0,893	8,32
885	890	каверно-поровый	0,903	42,3
910	930	каверно-поровый	0,92	30
2400	2410	каверно-поровый	0,880	284
2600	2610	каверно-поровый	0,878	280
2860	2890	каверно-поровый	0,890	290
3380	3430	трещинно-каверно-поровый	0,831	220
3630	3680	трещинно-каверно-поровый	0,784	360
Газоносность				
520	550	каверно-поровый	-	-
645	665	каверно-поровый	-	-
3630	3680	каверно-поровый	1,15	250

Проектируется испытание пласта S₂

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	430	осыпи и обвалы стенок скважины	
430	902		
2915	3100		
645	665	нефтегазоводопроявления	газ
885	900		нефть
910	930		нефть
1080	1090		вода
1350	1370		вода
1530	1550		нефть
1630	1650		вода
1650	1660		нефть
2400	2410		нефть
2600	2610		нефть
2610	2620		вода
2860	2890		нефть
2890	2900		вода
3380	3430		нефть
3430	3440		вода
3630	3680		газ, нефть
3680	3690		вода
0	50	прихватопасные зоны	
50	430		
430	885		
885	900		
1080	1090		
1350	1370		
1530	1550		
2915	2970		
2975	3100		
0	50	поглощение бурового раствора	
50	430		
1080	1090		
1350	1370		
1530	1550		
2410	2420	поглощение бурового раствора	частичные поглощения
2610	2620	поглощение бурового раствора	частичные поглощения
2700	2710		

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется вертикальная разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза месторождения и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа [38, 45].

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 [14-20].

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

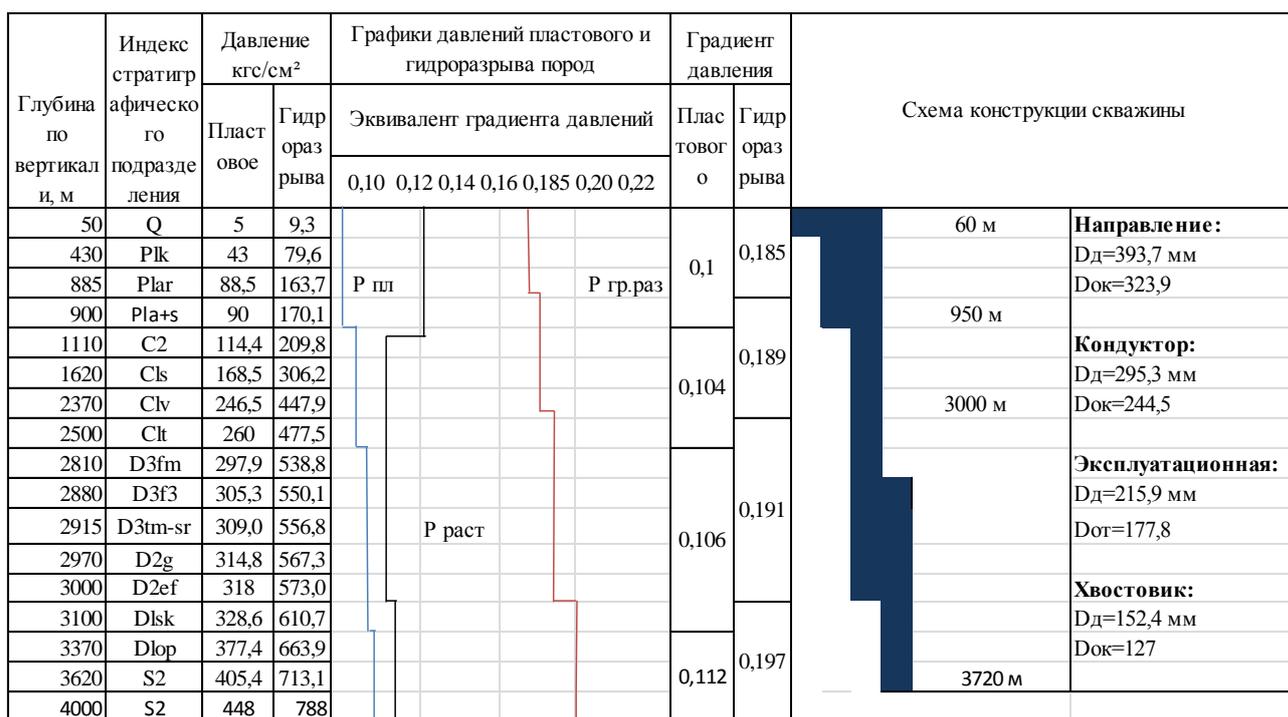


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

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

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление спускается на глубину 60 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 50 м (приложение А, таблица А.1) и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы [15, 43].

2. Кондуктор спускается на глубину 950 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–950 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3000 м с учетом предотвратить интервалы несовместимые по условиям бурения.

4. Глубину спуска хвостовика выбираем 3720 м с учетом вскрытия продуктивного пласта 3630–3680 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 40 м.

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования [19, 31, 32, 38, 41].

1. Направление: интервал цементирования 0–60 м;

2. Кондуктор: интервал цементирования 0–950 м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 450–3000 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 500 м для газовой скважины).

4. Хвостовик: интервал цементирования 2750–3720 м (величина установки подвесного устройства хвостовика выше башмака эксплуатационной колонны не менее 250 м для газовых скважин).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр колонны под хвостовик принимаем равным $D_{\text{хв}} = 127$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины [41, 44].

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$:

$$P_{му} = 32,41 \text{ МПа.}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКК1–35–178x245**.

2. ПВО, соответствующее высокому пластовому давлению: **ОП5–230/80x35**.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

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

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения.

Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4 [16, 17, 19, 20, 35, 36].

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–60	направление	роторный
60–950	кондуктор	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

Продолжение таблицы 4

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
950–3000	эксплуатационная колонна	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
3000–3720	хвостовик	совмещен с применением ВЗД (винтовой забойный)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота типа РС для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов [18-20, 35].

Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-950	950-3000	3000-3720
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦВ	БИТ 295,3 FD 516 SM	БИТ 215,9 В 716 У	БИТ 152,4 616 Н.10
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9	152,4
Тип горных пород		М	СТ	СТ	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3 117	88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0.41	0,4	0,4	0,3
Масса, кг		150	75	43	20
G, тс	Рекомендуемая	14-28	2-12	2-12	3-10
	Предельная	-	40	40	30
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60-400	60-300
	Предельная	-	400	400	300

1. Для бурения интервала под хвостовик проектируется долото PDC 152,4 616 Н.10 марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор до-

лота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

2. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC 215,9 В 716 У марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

3. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 FD 516 SM марки СТ (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

4. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото Ш 393,7 М-ЦВ марки М (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

5. В приведенных первых 3-х случаях выбора долота при использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. 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 1 и 2 [20, 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_l = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (1)$$

где α – коэффициент забойных условий;

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

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_c k_T, \quad (2)$$

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 6.

Таблица 6 – Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-60	60-950	950-3000	3000-3720
Исходные данные				
α	1	1	1	1
$P_{ш}, \text{ кг/см}^2$	100	2000	5120	1900
$D_{д}, \text{ см}$	39,37	29,53	21,59	15,24
η	1	1	1	-
$\delta, \text{ см}$	1,5	1,5	1,5	-
$q, \text{ кН/мм}$	0,2	0,8	0,4	150
$G_{пред}, \text{ кН}$	274.4	300	80	60
Результаты проектирования				
$G_1, \text{ кН}$	19	25	92	21
$G_1, \text{ кН}$	19	25	92	21
$G_2, \text{ кН}$	36	147	95	76
$G_3, \text{ кН}$	220	320	104	96
$G_{проект}, \text{ кН}$	36	147	95	76

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 36 кН. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 3 [20, 35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 7.

$$n_l = 19,1 \frac{V_l}{D_d}, \quad (3)$$

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

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 7 – Результат расчета частоты вращения долота по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-950	950-3000	3000-3720
Исходные данные					
V_l , м/с		2,8	1,5	1	2
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	393,7	295,3	215,9	152,4
τ , мс		6	-	-	-
z		24	-	-	-
α		0,8	0,6	0,3	0,5
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		135	100	173	234
n_2 , об/мин		271	-	-	-
n_3 , об/мин		657	-	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		135	100	173	234

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 данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{\text{проект}}$ применяются такими.

Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице Б.2 приложения Б.

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.

Расчет двигателя произведен по формулам (4-7) [20, 35-36] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат проектирования занесен в таблицу 8.

$$D_{з\partial}=(0,8-0,9)D_{\partial}, \quad (4)$$

где $D_{з\partial}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

D_{∂} – диаметр долота, мм.

$$M_p=M_o+M_{y\partial}+G_{oc}, \quad (5)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н*м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

$$M_o=500*D_{\partial}. \quad (6)$$

где D_{∂} – диаметр долота, м.

$$M_{y\partial}=Q+1,2*D_{\partial}, \quad (7)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1-2 (принимается 1,5), Н*м/кН;

D_{∂} – диаметр долота, см.

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-950	950-3000	3000-3720
Исходные данные					
D_{∂}	м	-	0,2953	0,2159	0,1524
	мм	-	295,3	215,9	152,4
G_{oc} , кН		-	88,7	150	60
Q , Н*м/кН		-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{з\partial}$, мм		-	233-265	172,72	137
M_p , Н*м		-	3417	4027,58	1261
M_o , Н*м		-	147,5	107,95	75
$M_{y\partial}$, Н*м/кН		-	37	27,41	19,78

Для интервала бурения под кондуктор 60–950 м, из опыта бурения выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД-240, который отвечает требовани-

ям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы для достижения плановой механической скорости проходки.

Для интервала бурения 950–3000 м под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-172, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик 3000–3720 м под проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД-120, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения средних по твердости горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	ВЗД-240 7/8	ВЗД-172 7/8	ВЗД-120 7/8
Интервал, м	60–950	950–3000	3000–3720
Наружный диаметр, мм	240	172	120
Длина, м	6,917	8,290	5,503
Вес, кг	1875	1225	400
Расход жидкости, л/с	30–75	20–40	10–21
Число оборотов, об/мин	85–150	85–180	160–330
Максимальный рабочий момент, кН*м	9–18	10–15	3–4,5
Мощность двигателя, кВт	110–250	60–200	35–90

Спроектированные параметры забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблицах Б.1–Б.2 приложение Б.

2.3.6 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бу-

рильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовика применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки [34].

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения, отбора керна, расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения и проектирование областей допустимого расхода бурового раствора приведены в таблицах В.1–В.5 приложения В.

2.3.7 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Согласно геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям рекомендуется использовать тип и рецептуру промывочной жидкости для бурения интервалов под спуски обсадных колонн скважины и первичного вскрытия продуктивного пласта:

– интервал бурения 0–60 м под направление – бентонитовый буровой раствор.

– интервал бурения 60–950 м под кондуктор – полимер-глинистый буровой раствор.

– интервал бурения 950–3000 м под эксплуатационную колонну – полимер-глинистого буровой раствор.

– интервал бурения 3000–3720 м под колонну хвостовик – биополимерный буровой раствор.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 10 [23, 26]. В таблице 11 представлен компонентный состав бурового раствора [23, 26].

Таблица 10 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Параметры бурового раствора							
	от	до	плотность г/см ³	УВ, с	ПВ, сПз	ДНС, сПз	СНС 10 сек / 10 мин,	одо-отда-ча, см ³ /30 мин	рН	содержание песка, %
Бентонитовый	0	60	1,25	120	-	-	-	-	-	-
Полимерглинистый	60	950	1,14	90	18	45	10-30/25-50	< 10	9,5	< 2
Полимерглинистый	950	3000	1,12	50	20	35	10-25/15-30	< 6	9,5	< 1
Биополимерный	3000	3720	1,13	45	15	43	6-20/10-30	< 6	9,0	< 1

Таблица 11 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	60	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит.
Полимерглинистый	60	950	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, барит, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Полимерглинистый	950	3000	Техническая вода, глинопорошок, каустическая сода, кальцинированная сода, SAPP, полиакриламид, ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ, ингибитор.
Биополимерный	3000	3720	Техническая вода, каустическая сода, кальцинированная сода, ксантановая смола, KCL, крахмал, ингибитор, смазывающая добавка, карбонат кальция 5 мкр, карбонат кальция 50 мкр, карбонат кальция 150 мкр, бактерицид, пеногаситель.

В качестве рекомендации для предотвращения поглощений при бурении интервалов склонных к поглощениям необходимо предусмотреть наличие необходимого количества химических реагентов для приготовления кольматационных пачек на основе бурового раствора с поднятием условной вязкости и

добавлением разнофракционного карбоната кальция и инертного наполнителя [26].

Состав и концентрация кольматационной пачки:

- | | |
|--|---|
| 1. Буровой раствор | 5. CaCO_3 150 – 60 кг/м ³ |
| 2. ПАЦ ВВ – 5 кг/м ³ | 6. NUT SHELL MEDIUM – 30 кг/м ³ |
| 3. CaCO_3 5 – 60 кг/м ³ | 7. NUT SHELL COARSE – 30 кг/м ³ |
| 4. CaCO_3 50 – 60 кг/м ³ | 8. CF-1 (торф) – 20 кг/м ³ |

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении Г.1 приложения Г.

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

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

2.3.8 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д [38, 28-29].

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

– Результаты расчета гидравлической программы промывки скважины представлены в таблицах Д.1–Д.3 приложения Д.

2.3.9 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа газаносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газаносность по разрезу скважины присутствует в интервале: 3630–3680 м. По условию задания скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

– интервал отбора керна 3620–3690 м.

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения данного интервала [35].

Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика проектируемой бурголовки для бурения интервала отбора керна

Типоразмер	Наружный диаметр, мм	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба по ГОСТ 21 ST 0-7Б	Масса, кг
У8-152,4/80 SC-4CT	152,4	80	СП 3-112×4.233×1:16	8

Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Тип и характеристика проектируемого кернотборного снаряда

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Максимальная длина керна за 1 рейс, м (кол-во секций)	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
СК-136/80 «ТРИАС»	136	18 (4)	80	14835	3-102	3-102	2300

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлена в таблице 14.

Таблица 14 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагрузка, т	частота вращения инструмента, об/мин	расход бурового раствора, л/сек
3620-3690	СК-136/80 «ТРАС»	1-3	60-120	14-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Исходные данные к расчету обсадных колонн представлены в таблице

15.

Таблица 15 – 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	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	784	Глубина скважины, м	3000
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	700	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	450
Высота цементного стакана $h_{см}$, м	20	Динамический уровень скважины h_0 , м	2510

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны [38, 41-42].

$$P_{ни} = P_n - P_в, \quad (8)$$

где P_n – наружное давление;

$P_в$ – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Эпюра наружных избыточных давлений представлена на рисунке 2.

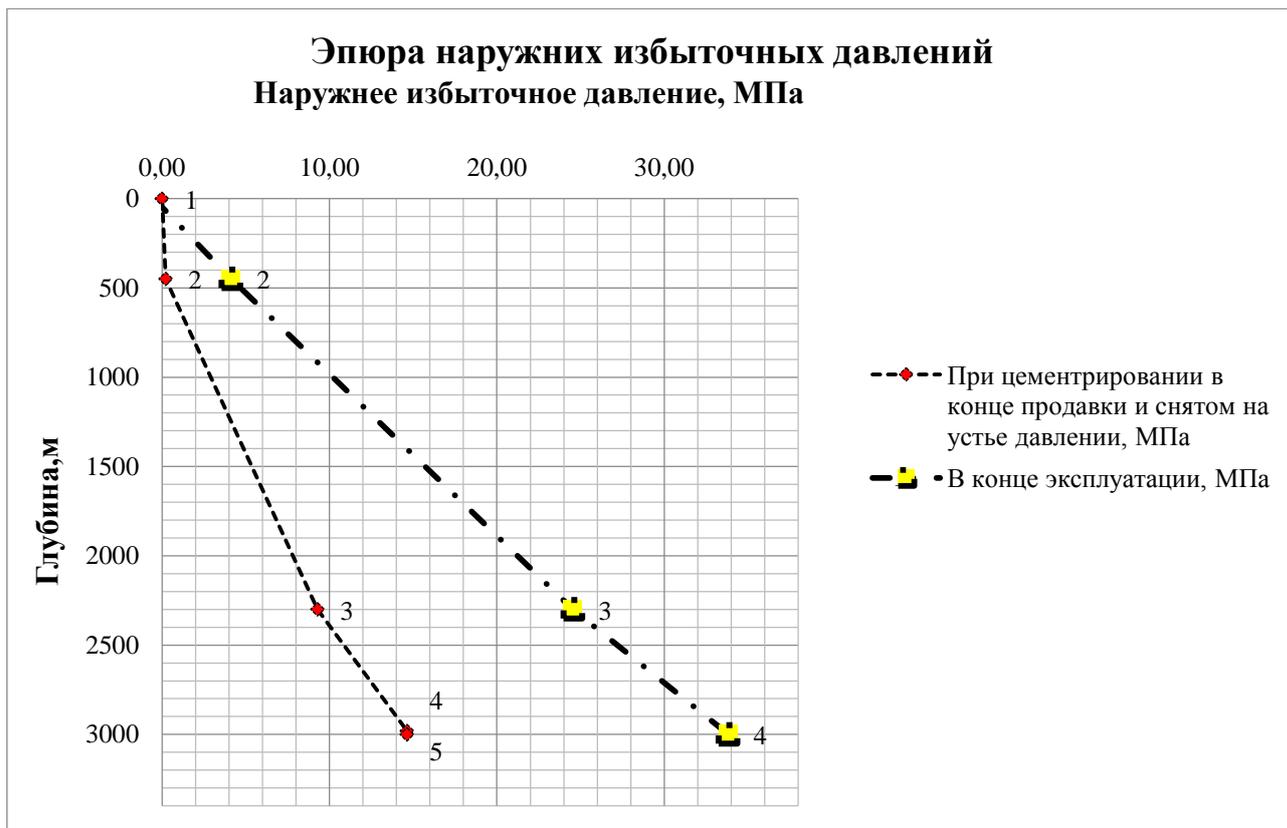


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её на герметичность [42].

Эпюра внутренних избыточных давлений представлена на рисунке 3.

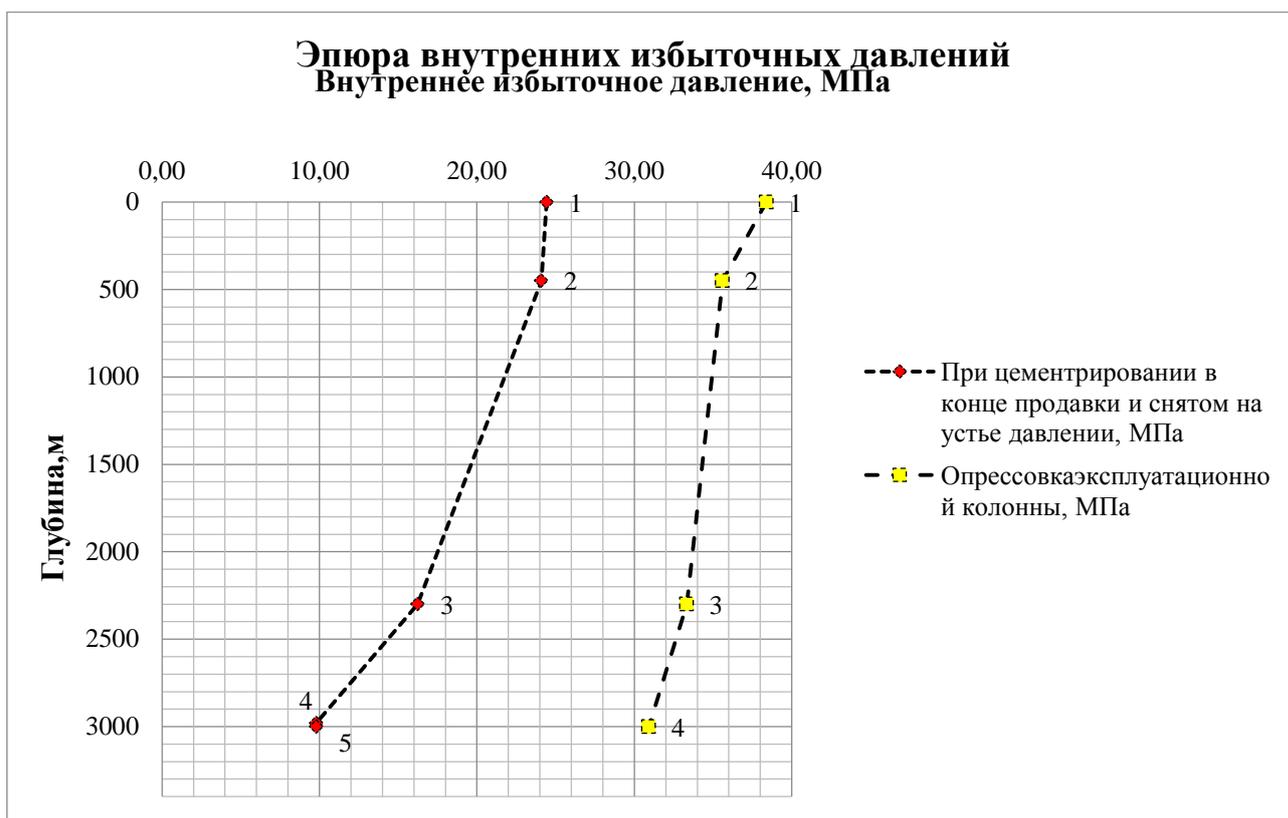


Рисунок 3 – Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки [29, 38, 43].

Рассчитанные характеристики секций представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	68,25	4111,2	4111,2	0–60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	950	48,13	47723,5	47723,5	0–950

Продолжение таблицы 16

Эксплуатационная колонна								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТГ	Д	12,7	3000	52,51	157730	157730	0–3000
Хвостовик								
1	ОТТГ	Д	9,6	970	27,32	26500,4	26500,4	2750–3720

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 9 [19, 31, 41]:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (9)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, $P_{гс\ кп} = 42,49$ МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, $P_{гд\ кп} = 0.19$ МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 56,7$ МПа.

Производим сравнения давлений $42,68 \text{ МПа} \leq 56,7 \text{ МПа}$.

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

2.4.2.2 Расчет объемов и компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора.

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения производят с учётом водоцементного отношения и оптимальной плотности цементного раствора [19, 31, 41]:

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонентов, кг	Наименование цемента	Масса цемента, т/ количество мешков
Буферная	7,6	1150	-	МБП-СМ	527,2	-	-
	1,8			МБП-МВ	28,2	-	-
Облегченный тампонажный раствор	37,60	1500	33,2	НТФ	15,4	ПЦТ-1-Об(4)-100	25,2 /26
Тампонажный раствор нормальной плотности	9,15	1800	5,9	НТФ	3,7	ПЦТ - 1 - УТ (2) – 150	3,7 / 8
Продавочная жидкость	56,13	1000	-	-	-	-	-

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

По формуле 10 рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата [19,31, 41]:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 21,94 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 27,4 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом СИН-32.

По формуле 11 рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сух} / G_{б}, \quad (11)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала;

G_6 – вместимость бункера смесителя.

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 3$ машины типа УС6-30Н(У).

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования, представлена на рисунке 4.

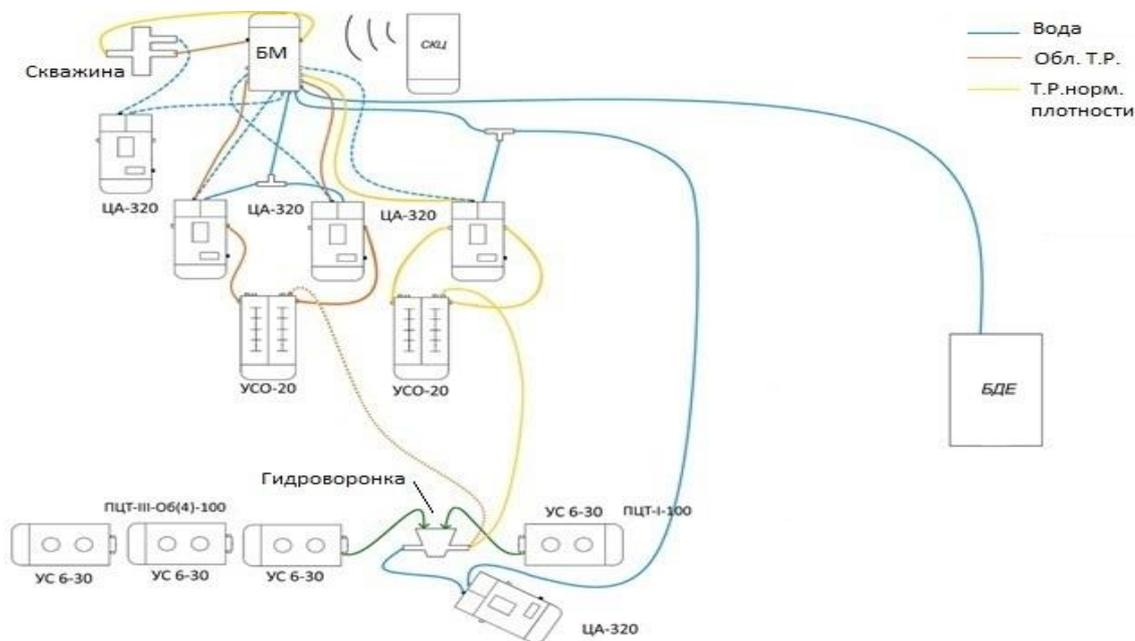


Рисунок 4 – Схема обвязки цементировочной техники при приготовлении тампонажного раствора с применением цементносмесительной установки и гидроворонки

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 18.

Таблица 18 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разде- лительная продавочная	Центратор, (количество, шт)
Направление, D _{усл} = 324 мм	БКМ-324 ОТТМ	ЦКОД -324 ОТТМ	ПРП-Ц-324	ЦЦ-324/393 (3)
Кондуктор, D _{усл} =245 мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОД -245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (23)
Экспл. колонна, D _{усл} =178 мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОД -178 ОТТМ	ПРП-Ц-В-178 ПРП-Ц-Н-178	ЦЦ-178\216 (78)
Хвостовик D _{усл} =127 мм	БКМ-127 ОТТМ	ЦКОД -127 ОТТМ	ПРП-Ц-В-127 ПРП-Ц-Н-127	ЦЦ-127\165 (34)

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор Скорпион 102. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 50 м, глубина 3630–3680 м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 19.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из десяти секций по 5 м.

Таблица 19 – Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102

Технические характеристики	Скорпион 102
Наружный диаметр, мм	102
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	10, 16
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/130
Максимально допустимая температура, °С	150/170

Продолжение таблица 19

Технические характеристики	Скорпион 102
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров) [44].

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами [35].

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6; \quad (12)$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9; \quad (13)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1, \quad (14)$$

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

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

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

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

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле [35].

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (15)$$

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

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ.

Расчет буровой установки производился с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета буровой установки представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Результат расчета буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
Уралмаш 3900/225 ЭПК-БМ		225	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	106,4	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	1,32
Максимальный вес обсадной колонны	157,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	1,51
Вес колонны при прихвате	205	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,13

3 ВИНТОВОЙ ЗАБОЙНЫЙ ДВИГАТЕЛЬ С РЕГУЛИРУЕМЫМ УГЛОМ ПЕРЕКОСА

В настоящее время применение винтового забойного двигателя с регулируемым углом перекоса эффективно ведется при бурении вертикальных, наклонно-направленных и глубоких скважинах. Применение винтового забойного двигателя (ВЗД) по сравнению с турбобуром и ротором обеспечивает более высокие технико-экономические показатели бурения за счет увеличения скорости бурения, снижения энергозатрат, сокращения количества аварий с бурильной колонной. ВЗД относятся к машинам объемного действия. Из этого следует, что промывочная жидкость, поступает в двигатель от насосов, и проворачивает ротор относительно статора под действием неуравновешенных сил. Зубья статора и ротора находятся в непрерывном контакте, образуют замыкающие на длине шага статора герметичные рабочие камеры. Жидкость, поступающая на вход двигателя от буровых насосов, может пройти к долоту только в том случае, если ротор проворачивает внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил.

Основные конструктивные особенности винтового забойного двигателя с регулируемым углом перекоса [13, 28-29] рассмотрены в приложении Ж.

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Основные направления деятельности ООО «Иркутская нефтяная компания»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Группа компаний ИНК участвует в геологическом изучении, разведке и разработке 41 лицензионных участков недр, в пределах которых расположено 18 месторождений, на территории Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Красноярского края. На объектах компании ведется комплекс геологоразведочных работ, осуществляется добыча углеводородного сырья.

Основными добывающими активами группы компаний ИНК являются Ярактинское, Даниловское, Марковское нефтегазоконденсатные месторождения, Ичёдинское нефтяное месторождение, а также Аянский лицензионный участок недр, включая Западно-Аянское нефтегазоконденсатное месторождение. ИНК ежегодно наращивает темпы добычи углеводородного сырья (УВС) и по этому показателю входит в число лидеров нефтегазовой отрасли России. За последние восемь лет группа компаний увеличила объем добычи УВС в семь раз – с 1,3 млн. тонн в 2011 году до 9 млн тонн в 2018.

В составе группы компаний ИНК действует специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-Сервис», которое обеспечивает выполнение около 75% объема буровых работ компании. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр. Для выполнения работ по поиску и разведке УВС на отдаленных объектах привлекаются бригады других подрядных организаций. В течение 2018 года на лицензионных объектах ИНК была задействована 41 буровая установка, из них 24 буровых ООО «ИНК-Сервис» и 17 – других подрядных организаций.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания».

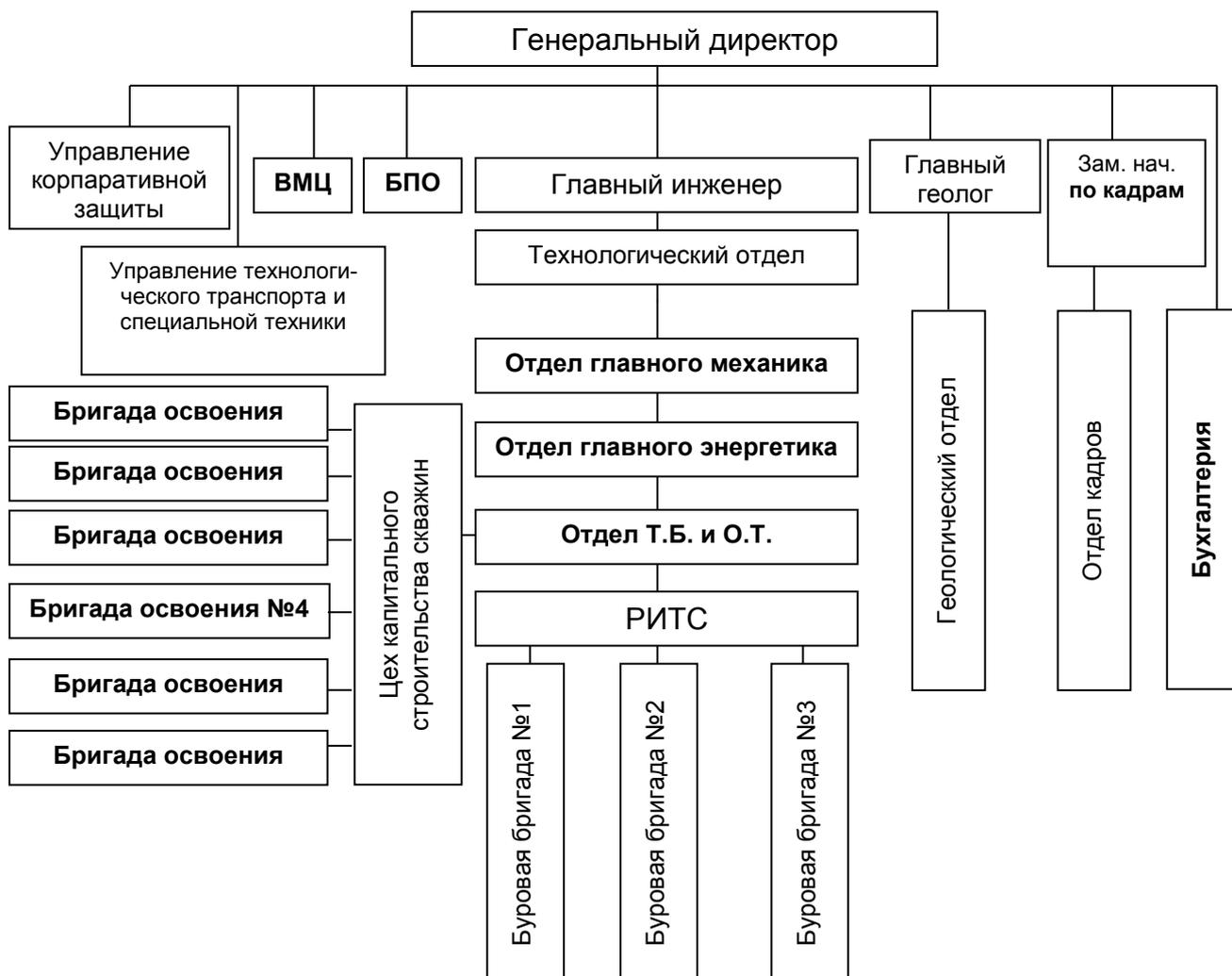


Рисунок 5 – Организационная структура ООО «Иркутская нефтяная компания»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета нормативной карты представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3720
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик	Совмещенный с ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d 323,9 мм на глубину 60 м
– кондуктор	d 244,5 мм на глубину 950 м
– эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 3000 м
– хвостовик	d 152,4 мм на глубину 3720 м
Буровая установка	БУ-3900/225-ЭПК БМ
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
– тип и количество, шт.	УНБТ-1180 2 шт
производительность, л/с:	
– в интервале 0–60 м	69,70
– в интервале 60–950 м	58,75
– в интервале 950–3000 м	27,20
– в интервале 3000–3720 м	14,47
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	203–65 м, 178–64 м, 108–48 м,
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 60–950 м	ВЗД-240.7/8.49
– в интервале 950–3000 м	ВЗД-172.7/8.62
– в интервале 3000–3720 м	ВЗД-120.7/8.50
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–60 м	127'10
– в интервале 60–950 м	127'10
– в интервале 950–3000 м	127'10
– в интервале 3000–3720 м	89'8
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–60 м	III 393,7М-ЦВ
– в интервале 60–950 м	БИТ 295,3 FD 516 SM
– в интервале 950–3000 м	БИТ 215,9 В 716 У
– в интервале 3000–3720 м	БИТ 152,4 616 Н.10

4.2.1 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 представлены в таблице 23 [21, 22].

Таблица 23 – Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	60	60	0,027	470
2	60	950	890	0,027	820
3	950	3000	2050	0,037	1300
4	3000	3720	720	0,057	750

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 16:

$$N = T \cdot H, \quad (16)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Нормативное время бурения представлено в таблице 24 [21, 22].

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
890	0,027	24,03
2050	0,037	75,85
720	0,057	41,04
Итого		142,54

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле 17:

$$n = H / П, \quad (17)$$

где H – количество метров в интервале;

$П$ – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для всех интервалов расчет производится по формуле 17 и результаты расчета сводятся в таблицу 25 [21, 22].

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
60	470	0,13
890	820	1,08
2050	1300	1,57
720	750	0,96
Итого на скважину		3,74

4.2.2 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) наращивание 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 $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 18:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (18)$$

где $П$ – длина интервала, м;

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

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 26 [34, 39].

Таблица 26 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

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
I	0 – 60	393,7	470	11	24	0-60	0,0112	0,672
II	60 – 950	295,3	820	12	32	60–100	0,0131	0,524
						100–200	0,0144	1,44
						200–300	0,0144	1,44
						300–400	0,0144	1,44
						400–500	0,0153	1,53
						500 –600	0,0156	1,56
						600–700	0,0157	1,57
						700–800	0,0157	1,57
						800–900	0,0164	1,64
						900–950	0,0175	0,875
	ИТОГО							13,59
III	950 – 3000	215,9	1300	12	32	950–1000	0,0186	0,93
						1000–1100	0,0188	1,88
						1100–1200	0,0191	1,91
						1200–1300	0,0197	1,97
						1300–1400	0,0208	2,08
						1400–1500	0,0228	2,28
						1500–1600	0,0231	2,31
						1600–1700	0,0238	2,38
						1700–1800	0,0244	2,44
						1800–1900	0,0247	2,47
						1900–2000	0,0250	2,5
						2000–2100	0,0253	2,53
						2200–2300	0,0254	2,54
						2300–2400	0,0256	2,56
						2400–2500	0,0264	2,64
						2500–2600	0,0276	2,76
						2600–2700	0,0288	2,88
2700–2800	0,0300	3,00						
2800–2900	0,0312	3,12						
						2900–3000	0,0324	3,24

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6	7	8	9	
ИТОГО								48,42	
IV	3000-3720	152,4	750	12	32	3000–3100	0,0340	3,4	
						3100–3200	0,0352	3,52	
						3200–3300	0,0364	3,64	
						3300–3400	0,0369	3,69	
						3400–3500	0,0381	3,81	
						3500–3600	0,0393	3,93	
						3600–3700	0,0405	4,1	
						3700–3720	0,0414	0,828	
Итого								26,92	
Всего								89,60	

4.2.3 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 минуту. Нормативное время составит:

направление – 3 минуты;

кондуктор – 23 минуты;

эксплуатационная колонна – 78 минут;

хвостовик – 34 минуты.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 12 ч, эксплуатационной колонны – 24 ч, хвостовик – 24 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ [34, 39] :

– промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;

– подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;

– спуск резьбовых обсадных труб;

– подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во

время спуска колонны обсадных труб;

- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны

обсадных труб;

- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ [21, 22] :

- наворачивание долота – 7 минут;
- спуск бурильных свечей.

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле 19

$$L_c = L_k - L_n, \quad (19)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;
 L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 10 = 50 \text{ м.}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущая труба (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м.}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле 20:

$$L_T = L_c - L_n [34, 39], \quad (20)$$

Для направления [21; 22] :

$$L_T = 50 - 25 = 25 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле 21:

$$N = L_T / l_c [34, 39], \quad (21)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 25/24 = 1,04 \approx 1 \text{ штука.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 минут

$$T_{\text{конд.}} = 1,04 \cdot 2 + 5 = 7,08 \text{ минуты}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 950 - 10 = 940 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 940 - 25 = 915 \text{ м;}$$

$$N = 915/24 = 36,6 \approx 37 \text{ штук;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 37 \cdot 2 + 5 = 79 \text{ минут.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3000 - 10 = 2990 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 2990 - 24 = 2966 \text{ м;}$$

$$N = 2966/24 = 123,58 \approx 124 \text{ штуки;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 124 \cdot 2 + 5 = 253 \text{ минуты.}$$

Для хвостовика:

$$L_c = 3720 - 10 = 3710 \text{ м;}$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м;}$$

$$L_T = 3710 - 24 = 3686 \text{ м;}$$

$$N = 3686/24 = 153,58 \approx 154 \text{ штуки;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 154 \cdot 2 + 5 = 313 \text{ минут.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается .

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени [21, 22]:

$$\Sigma=7,08 + 79 + 253 + 313 + 4 \cdot (7 + 17 + 42) = 916,08 \text{ минут} = 15,27 \text{ ч.}$$

4.2.6 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.

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

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

4.2.8 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 [21, 22].

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 235,84 часов или 9,83 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $235,84 \times 0,066 = 15,56 \text{ ч.}$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$235,84 + 15,56 + 25 = 297,455 \text{ ч} = 11,52 \text{ суток.}$$

Нормативная карта вертикальной разведочной скважины представлена в таблице К.1 приложения К [21, 22].

4.3 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа и автотранспортом. Буровая бригада

состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 27.

Таблица 27 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	2
Помощник бурового мастера	2
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству вертикальной разведочной скважины на газовом месторождении приведен в таблице 28 [34, 39].

Условные обозначения к таблице 28:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

Таблица 28 – Линейно-календарный график работ

Линейно-календарный график работ												
Бригады, участвующие в строительстве скважины	Затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2	3	4							
Вышкомонтажные работы												
Буровые работы												
Освоение												

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле 22 [21, 22, 39]:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad 235,84 \cdot 1,07 = 252,35, \quad (22)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (23)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми 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. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах Л.1 и Л.2 [21, 22] приложения Л.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	2,29	2,37	0,09
кондуктор	37,62	40,23	1,68
эксплуатационная колонна	127,97	131,16	5,46
хвостовик	67,96	75,12	3,13
Крепление:			
направление	4,56	4,87	0,20
кондуктор	18,0	19,26	0,80
эксплуатационная колонна	31,4	33,59	1,39
хвостовик	17,4	19,61	0,81
Итого	307,2	326,21	18,57

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице Л.3 приложения Л.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

а) по формуле 24 механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M [34, 39], \quad (24)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

$$V_M = 3720 / 146,24 = 25 \text{ м/час};$$

б) по формуле 25 рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}) [34, 39], \quad (25)$$

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

$$V_p = 3720 / (146,24 + 89,60) = 17,8 \text{ м/час};$$

в) по формуле 26 коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720) / T_H, \quad (26)$$

где T_H – нормативная продолжительность бурения скважин, ч

$$VK = 3720 \cdot 720 / 307,2 = 8719 \text{ м/ст.мес};$$

г) по формуле 27 проходка на долото h_{δ} , м [34, 39]

$$h_{\delta} = H / n, \quad (27)$$

где n – количество долот;

$$h_{\delta} = 3720 / 3,74 = 994,6 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины находим по формуле 28 [39].

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (28)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$ – плановые накопления, рублей.

$$C_{clm} = (150190044 - 39488) / 3720 = 40363 \text{ рублей.}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 30.

Таблица 30 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3720
Продолжительность бурения, суток	18,57
Механическая скорость, м/ч	25
Рейсовая скорость, м/ч	17,8
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	8719
Проходка на долото, м	994,6
Стоимость одного метра	40363

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3720 метров на газовом месторождении (Красноярский край). При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары.

В процессе строительства скважины выполняются такие виды работ как бурение и спуск обсадных колонн, спуско-подъемные операции, работы по наращиванию бурильной колонны, промывка скважины, цементирование обсадных колонн, подготовка тампонирующей смеси, контроль прокачки жидкостей для цементирования, проведение геофизических исследований, отбор проб в пилотном стволе, освоение скважины.

5.1 Профессиональная социальная ответственность

Производственная безопасность – система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Возможные опасные и вредные факторы представлены в таблице 31. [1-12, 30],

Таблица 31 – Возможные опасные и вредные факторы

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 спуско-подъемных 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 тампонирования.</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; обрушивающиеся 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 [2].</p> <p>2 ГОСТ 12.0.003-74 [3].</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 [3].</p> <p>13 СНиП 4557-88 [5].</p> <p>14 ГОСТ 12.1.008-76 [6].</p> <p>15 МР 2.2.8.2127-06 [10].</p> <p>16 Н 2.2.5.1313-03 [8].</p>

5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (производственная санитария)

Превышение уровней вибрации

Вибрация – это механические колебания, оказывающие свое влияние на человека. Источником вибрации является буровая установка и установка статического зондирования. К основным законодательным документам, регламентирующим вибрацию, относится ГОСТ 12.1.012-2004 [11].

Под действием вибрации у человека развивается вибрационная лезнь. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [11], наиболее опасна для человека вибрация с частотой 16-250 Гц.

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

Значения нормируемых параметров вибрации определяют по результатам измерений на рабочих местах: локальной вибрации – по ГОСТ 31192.2-2005 [9], общей вибрации – по ГОСТ 31319-2006 [12].

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования используют различные методы:

- использование машин с меньшей виброактивностью;
- использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека;
- использование в качестве рабочих виброопасных профессий лиц, не имеющих медицинских противопоказаний, и обеспечение прохождения ими регулярных медицинских обследований;
- проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин;
- индивидуальные средства защиты: виброобувь и перчатки, вкладыши и прокладки из упругодемпфирующих материалов;

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

Превышение уровней шума

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

Шум может создаваться работающим оборудованием вой установкой, установкой статического зондирования, установками воздуха, преобразователями напряжения). В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Предельно допустимые значения, характеризующие шум, регламентируются в ГОСТ 12.1.003-2014 [8].

Обеспечение безопасности при воздействии шума на работника является комплексным мероприятием. Использование работниками средств индивидуальной защиты против шума (ушные вкладыши, наушники и шлемофоны), правильная организация труда и отдыха (устройство кратковременных перерывов в работе). Оборудование, машины, которые в процессе работы могут производить шум, неблагоприятно воздействующий на работников, ет конструировать и изготавливать с учетом последних достижений технологии и принципов проектирования, позволяющих снизить излучаемый шум (виброизоляция оборудования с использованием пружинных, резиновых и полимерных материалов, экранирование шума преградами, применение противозумных подшипников, глушителей, своевременная смазка трущихся поверхностей).

Повреждения в результате контакта 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. 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 внимание противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 [6]. "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

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

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Источниками запыленности и загазованности воздуха на вой являются силовые приводы, дизельные электростанции, ские реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

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

5.2. Экологическая безопасность

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

Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу) в результате выполнения геолого-технических мероприятий и природоохранные мероприятия по их устранению приведены в таблицы 32[5, 10, 37].

Таблица 32 – Вредные воздействия на природную среду (атмосферу, литосферу, гидросферу)

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Разрушение плодородного слоя почвы в месте кустовой площадки.	Рекультивация земель, рациональное планирование мест установки.
	Загрязнение почвы химическими реагентами, маслами, сточными водами.	Сооружение специальных сливных поддонов, уничтожение отработавших химических реагентов.
	Уничтожение растительности, создание неровностей поверхности при передвижении установки.	Засыпка создаваемых неровностей.
Вода и водные ресурсы	Попадание химических реагентов, масел со сточными водами.	Хранение химических реагентов и ГСМ в специальных складах защищенных от попадания атмосферных осадков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды, путем закачки жидкости в пласт под высоким давлением.	Инженерно-геологические и гидрогеологические наблюдения в скважинах.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов, от рабочих механизмов системы.	Установка специализированных фильтров в систему вентиляции помещения.

При производстве буровых работ, загрязнение может приводить к снижению продуктивности почв и ухудшению качества подземных и поверхностных вод. Причины, влияющие на окружающую среду, могут быть следующими: неправильная прокладка дорог и размещение буровых установок; планировка буровых площадок; нерациональное использование земельных участков под буровые установки; несоблюдение правил и требований.

При проведении инженерно-геологических работ мо выполнение следующих правил и мероприятий по охране ды: обязательна ликвидация возможных вредных последствий от воздействия на природу; не допускается разведение костров, за исключением специально оборудованных для этого мест; не допускается загрязнение ка проведения работ; для предотвращения пожаров необходимо строго соблюдать правила пожарной безопасности; установка маслосборников для быстрого удаления ГСМ; ликвидация скважин методом послойной засыпки ствола, извлеченным грунтом с послойной трамбовкой.

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

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

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и

окружающей среде. ЧС могут носить следующий характер: 1) техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары); 2) природные (наводнения, ураганы, морозы).

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей. При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов [30].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой относится к перечню тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин. Данное ограничение устанавливается постановлением правительства РФ от 25.02.200 N 162 [30, 37].

К тому же, работнику с подклассом вредных условий труда положено повышение оплаты труда в размере не менее 4% от оклада или тарифной ставки. Это указано в статье 147 Трудового Кодекса РФ. [10].

Для рабочих, занятых в бурении, продолжительность рабочей смены устанавливается равной 12 часам. В этих условиях применяются особые 2-бригадные графики, по которым две бригады, работая по 12 часов в сутки, могут чередоваться друг с другом каждые 12 часов. Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы: 28 рабочих дней через 28 дней отдыха, либо 14/14. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса.

Площадка, предназначенная для размещения буровой установки должна быть свободна от посторонних наземных и подземных трубопроводов, кабелей и других инженерных сооружений.

Расстояние от буровой установки до жилых и производственных помещений, охранных зон железных и шоссейных дорог, инженерных коммуникаций, ЛЭП должно быть не менее высоты вышки (мачты) плюс 10 м, а до магистральных нефтегазопроводов не менее 50 м.

Размеры рабочей площадки должны соответствовать типу применяемого оборудования, обеспечивая возможность свободного размещения на ней всех необходимых вспомогательных сооружений и оборудования (приемного настила, зумпфа, стеллажа для труб, передвижной электро или компрессорной станции и др.), а также минимальные затраты на проведение работ по рекультивации.

При расположении буровой установки вблизи отвесных склонов (уступов) размеры рабочей площадки должны обеспечивать возможность размещения установки вне призмы обрушения (в любом случае расстояние от бровки склона до основания установки должно быть не менее 3 м).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе был разработан проект на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3720 м на газовом месторождении Красноярского края. Представлены географо – экономическая характеристика района работ, стратиграфический разрез скважины, тектоническая характеристика и газонефтеводоносность разреза, а так же проведен анализ возможных осложнений.

В технологической части были спроектированы технологические решения: расчет и обоснование профиля скважины, конструкция скважины и конструкция эксплуатационного забоя, определение глубины спуска обсадных колонн и их число, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров проектной скважины и диаметры обсадных колонн и разработка схем обвязки устья скважины. Выбор способа бурения, типоразмеры породоразрушающего инструмента по интервалам бурения, для каждого интервала бурения тип винтового забойного двигателей, расчет требуемого расхода бурового раствора, компоновки низа бурильной колонны и расчет бурильной колонны. Обоснование и выбор типов и компонентного состава промывочных жидкостей, выбор гидравлической программы промывки. Расчет обсадных колонн и цементирование скважины. По наибольшему весу выбрана буровая установка и способ освоения скважины.

Рассмотрены вопросы безопасности в рабочей зоне, охраны окружающей среды, чрезвычайные ситуации.

В экономической части отражены организационные формы и структура бурового предприятия, расчет продолжительности строительства скважины, разработан календарный плн-график, рассчитана сметная стоимость строительства скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 – Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
2. ГОСТ 12.2.003-91 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
3. ГОСТ 12.2.062-81 – Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
4. ГОСТ 12.4.011-89 – Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 – Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. СанПиН 2.2.4.548-96 – Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
7. ГОСТ 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.
8. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности.
9. ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека.
10. СанПиН 2.2.4.3359-16 – Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
11. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

13. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близиюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / Заканчивание скважин В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. – Тюмень: Экспресс, 2008. – 347 с.
15. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для вузов. – М.: ООО «Недра Бизнесцентр», Тюмень 2010. – 189 с.
16. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
17. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 75 с.
18. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. – 262 с.
19. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
20. Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. – М. : Недра, 2003. – 1007 с.
21. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
22. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
23. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
24. Инструкция по расчету бурильных колонн. – М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
25. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.

26. Книга инженера по растворам – Москва 2006 г.
27. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
28. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие / Под ред. А.Г.Калинина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 450 с.
29. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник / Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
30. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
31. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн – Томск: Изд. ТПУ, 1997. – 47 с.
32. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.
33. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 2004 – 187 с.
34. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. – М. : Нефть и газ, 2007. – 264 с.
35. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
36. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.

37. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.

38. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов / А.Н. Попов, А.Н. Спивак, Т.О. Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

39. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. – М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. – 368 с. : ил. – (Высшее нефтегазовое образование) . – Библиогр.: с. 365.

40. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Гидравлический расчет цементирования»– Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

41. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор способа цементирования» – Томск, Изд. ТПУ, 2017 г.

42. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Расчет обсадных колонн на прочность» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

43. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Проектирование конструкции скважины» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

44. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки» – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

45. Ковалев А.В. Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин», «Выбор конструкции эксплуатационного забоя». – Томск Изд. ТПУ, 2018 г.

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	5
0	50	четвертичные система	Q	1,30
50	430	Кунгурский ярус	Plk	1,30
430	885	Артинский ярус	Plar	1,30
885	900	Ассельский +Сакмарский ярусы	Pla+s	1,30
900	1100	Среднекаменноугольный отдел	C ₂	1,15
1100	1620	Серпуховский подъярус	Clс	1,1
1620	2370	Визейский ярус	Clv	1,22
2370	2500	Турнейский ярус	Clт	1,02
2500	2810	Фаменский ярус	D ₃ fm	1,14
2810	2880	Вернефракский подъярус	D ₃ f	1,2
2880	2915	Доманиковский горизонт	D ₃ dm	1,2
2915	2970	Тиманский +Саргаевский горизонты	D ₃ tm+sr	1,2
2970	3000	Живетский ярус	D ₂ g	1,3
3000	3100	Эльфейский ярус	D ₂ ef	1,3
3100	3370	Сотчемкыртгинский горизонт	Dlск	1,15
3370	3620	Овинпармский горизонт	Dlop	1,15
3620	4000	Верхнесилурийский отдел	S ₂	1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки. (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	б
Q	0	50	Пески серые, глины, суглинки, валунные суглинки, гравий, галечник.
Plk	50	430	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и каменных углей. Песчаники серые, полимиктовые, мелко-тонкозернистые, алевролитистые, неравномерно глинистые, известковистые. Алевролиты серые, полимиктовые, песчанистые, плотные, тонкослоистые. Аргиллиты темно-серые, неравномерно алевролитистые, с растительными органическими остатками по плоскостям напластования.
Plar	430	885	Сероцветные песчаники, алевролиты, аргиллиты и мергели.
Pla+s	885	900	Аргиллиты темно-серые, алевролитистые, слабоизвестковистые. Алевролиты темно-серые, полимиктовые, глинистые, сильно известковистые, неяснослоистые, плотные. Мергели пестрые тонкослоистые.
C ₂	900	1100	Известняки серые, темно-серые, светло-коричневые и коричневые, детритовые, рифогенные, доломитизированные, мергелистые, мелко- и скрыто-кристаллические, горизонтально-слоистые, плотные, крепкие, кремнеелые.
Cls	1100	1620	Известняки серые, светло-серые, коричневато-серые, иногда бурые, органогенно-обломочные, толстоплитчатые, плотные, крепкие, массивные, мелко-скрытокристаллические, слабоглинистые, доломитизированные, кавернозно-пористые с включениями в нижней части разреза аргиллитов и алевролитов бурых, глинистых. Доломиты светло-коричневые, Доломиты светло-коричневые, мелко-кристаллические, кавернозно-пористые.
Civ	1620	2370	Представлен известняками серыми, темно-серыми до черных, плотными, крепкими, скрытокристаллическими, прослоями глинистыми (слоистость пород под углом от 15 до 45°) и переслаиванием мергелей темно-серых до черных, тонкозернистых, плотных и аргиллитов черных, неравномерно известковистых, участками пиритизированных
Clt	2370	2500	Известняки серые с буроватым оттенком, обломочные, мелко тонкозернистые, плотные, крепкие, участками кремнеелые и перекристаллизованные, доломитизированные, трещиноватые.

Продолжение таблицы А.2

D ₃ fm	2500	2810	Мергели темно-серые до черных, тонкозернистые, плотные с прослоями черных аргиллитов, слабоизвестковистых, с раковистым изломом. Известняки светло-серые, от темно-серого до черного цвета, пелитоморфные. тонкозернистые, плотные, кремнистые, битуминозные с кристаллами и конкрециями пирита. Доломиты буровато-серые, перекристаллизованные, битуминозные, мелко-тонкозернистые, неравномерно-выщелочные, кавернозные, плотные, крепкие, участками пиритизированные.
D ₃ f	2810	2880	Представлены темно-серыми до черных известняками, переслаивающимися с мергелями, аргиллитами, часто битуминозными, пиритизированными с примесью терригенного материала.
D ₃ dm	2880	2915	Представлены известняками перекристаллизованными, пористыми и кавернозными, иногда сульфатизированными, с остаточной органогенной структурой, с включениями ангидритов
D ₃ tm+sr	2915	2970	Представлены доломитами серыми, светло-серыми и зеленоватыми, плотными, крепкими, скрытокристаллическими с прослоями известняков черных, доломитизированных, залегающих под углом 10°, и домеритов (глинистых доломитов) зеленоватых.
D ₂ g	2970	3000	Известняки серые с коричневым оттенком, мелкокристаллические, с грубой волнисто-линзовидной слоистостью под углом 40°-50°. По напластованию примазки и прослойки серого глинистого материала. Обнаружены членики криноидей, многочисленные перекристаллизованные створки пелеципод, брахиопод, гастропод. Аргиллиты темно-серые, с коричневатосерыми пятнами, известковые, глинистые, слоистые под углом 30°.
D ₂ ef	3000	3100	Представлены песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями доломитов в верхней части разреза. Песчаники светло-серые, плотные, крепкие, тонкозернистые, горизонтально-слоистые, наблюдаются гнезда пирита. Алевролиты серые, темно-серые, скрытокристаллические, плотные. Аргиллиты темно-серые до черных, трещиноватые. Доломиты серые, окремнелые, плотные, крепкие, скрыто-мелкокристаллические, горизонтально слоистые. Наблюдается фауна мшанок в большом количестве.
Disk	3100	3370	Доломиты темно-серые, местами с зеленоватым оттенком, скрытокристаллические, тонкозернистые, крепкие, плотные с раковистым изломом, глинистые, прослоями сильно окремнелые. Ангидриты светло-серые, темно-серые с почти черным оттенком, плотные, косослоистые под углом 15–25°. В виде примазок и цементирующего материала – зеленовато-серый или черный аргиллит.

Окончание таблицы А.2

D _{10p}	3370	3620	Доломиты серые до темно-серых, тонко-мелкозернистые, неравномерно глинистые, скрытокристаллические, плотные, крепкие с раковистым изломом, с горизонтальными включениями аргиллитов черных, серо-зеленых, доломитовых, с разводами дисперсного пирита. Встречаются прослои домеритов (глинистых доломитов) зеленовато-серых, темно-серых, плотных, крепких и известняков зеленовато-серых, слабо и равномерно глинистых, участками доломитовых, тонкослоистых под углом 10–15°. В породах часто встречаются остракоды, местами видны скопления мелких брахиопод.
S ₂	3620	4000	Представлен известняками, вторичными доломитами, с прослоями аргиллитов. Известняки черные, темно-серые, коричневатые-серые, яснокристаллические, тонкозернистые, глинистые, пелитооморфные, плотные, крепкие, трещиноватые, перекристаллизованные, с фаунистическими остатками (кораллами) доломитизированные, плотные, крепкие, пятнисто-окремненные, с кальци газированными фаунистическими остатками, гнездами и прожилками белого вторичного доломита и тонкими волнистыми субгоризонтальными прослоями и пропластками черного и темно-серого аргиллита.

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород и их состояние по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского под- разделе- ния	Интервал		Краткое название горной по- роды	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	0	50	пески	2,30	-	-	10-15	5-10	-	-	-	мягкие		
			глина	2,66	-	-	60-70	-	-	2-4	II		мягкие	
			суглинок	2,67	-	-	-	-	-	-	-		-	мягкие
			галька	2,70	-	-	-	-	-	-	-		-	мягкие
			гравий	2,70	-	-	-	-	-	-	-		-	мягкие
Plk	50	430	песчаники	2,73	-	-	5-10	-	-	4-10	II	мягкие		
			алевролиты	2,74	-	-	85-90	0-5	-	4-6	VII-VIII		средней твердости	
			аргиллиты	2,65	-	-	15-20	5-10	-	4-5	III-IV		средней твердости	
			угли	2,4	-	-	-	-	-	-	-		-	средней твердости
Plar	430	885	песчаники	2,73	-	-	5-10	-	-	4-10	VI-VII	средней твердости		
			аргиллиты	2,72	-	-	85-90	0-5	-	3-4	III		средней твердости	
			мергели	2,61	-	-	40-50	35-40	-	3-4	I-II		средней твердости	
Pla+s	885	900	мергели	2,61	-	-	40-50	35-40	-	3-4	I-II	средней твердости		
			аргиллиты	2,72	-	-	80-90	0-5	-	4-5	III-IV		средней твердости	
			алевролиты	2,65	-	-	15-20	5-10	-	4-6	VII-VIII		средней твердости	
C ₂	900	1110	известняки	2,74	9,	-	-	100	-	4-6	II-IV	средней твердости		
Cls	1110	1620	известняки	2,74	7,5-9,6	-	0-10	90-100	-	4-6	II-IV	средней твердости		
			доломиты	2,80	7,8	-	0-10	90-100	-	4-8	I- V		средней твердости	
			аргиллиты	2,6	-	-	0-8	90-100	-	4-6	I- V		средней твердости	

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Clv	1620	2370	известняки	2,74	7,5-	-	-	90-100	-	5-6	II-V	средней твердости
			аргиллиты	2,65	-	-	90-95	-	3-4	III	средней твердости	
Clt	2370	2500	известняки	2,74	9,6	-	10-15	90-35	-	5-6	II-V	средней твердости
			мергели	2,61	7,5	-	40-50	35-40	-	3-4	I-II	средней твердости
D ₃ fm	2500	2810	мергели	2,61	-	-	40-50	35-40	-	3-4	I-II	средней твердости
			аргиллиты	2,71	-	-	90-95	-	-	3-4	III	средней твердости
D ₃ f ₃	2810	2880	известняки	2,74	9,6	-	0-10	90-100	-	4-6	II- IV	средней твердости
			аргиллиты	2,61	-	-	90-95	-	-	3-4	I-II	средней твердости
			мергели	2,65	-	-	40-50	35-40	-	3-4	III	средней твердости
D ₃ dm	2880	2915	доломиты	2,80	7,5	-	0-10	90-10	-	4-8	I- IV	средней твердости
			ангидриты	2,89	-	-	-	-	-	4-5	II	средней твердости
D ₃ tm+s	2915	2970	известняки	2,74	10	-	0-10	90-100	-	7-8	III - IV	средней твердости
			доломиты	2,80	-	-	0-10	90-100	-	4-6	II- I V	средней твердости
			домериты	2,70	-	-	20	80	-	3-4	I-II	средней твердости
D ₂ g	2970	3000	известняки	2,74	-	-	85-90	0-5	-	4-6	VII	средней твердости
			алевролиты	2,65	-	-	15-20	5-10	-	4-6	VII- VIII	средней твердости
			аргиллиты	2,72	-	-	8590	0-5	-	3-4	III	средней твердости
D ₂ ef	3000	3100	песчаники	2,73	9,2	-	5-10	-	-	4-10	IX-XI	средней твердости
			алевролиты	2,65	-	-	15-20	0-5	-	4-6	VII-VIII	средней твердости
			аргиллиты	2,72	-	-	90-95	0-5	-	3-4	III	средней твердости
			доломиты	-	-	-	0-10	90-100	-	7-8	III-VIII	средней твердости
Dlsk	3100	3370	доломиты	2,83	7,5	-	0-10	90-100	-	4-8	I-VIII	средней твердости
			ангидриты	2,89	-	-	-	-	-	4-5	II	средней твердости
			аргиллиты	2,73	-	-	85-90	0-5	-	3-4	III	средней твердости
Dlop	3370	3620	известняки	2,74	9,6	-	0-10	90-100	-	4-8	I-IV	средней твердости
			доломиты	2,83	-	-	0-10	90-100	-	3-4	III	средней твердости
			мергели ар- гиллиты	2,61	-	-	40-50	35-40	-	4-6	II-IV	средней твердости
			гиллиты	2,72	-	-	85-90	0-5	-	3-4	I-II	средней твердости
S ₂	3620	4000	известняки	2,74	9,36	-	0-10	90-100	-	4-6	VII	средней твердости
			доломиты	2,83	7,5	-	0-10	90-100	-	7-8	VII	средней твердости
			аргиллиты	2,72	-	-	85-90	0-5	-	3-4	III	средней твердости

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результат расчета параметров забойного двигателя по интервалам бурения [35]

Интервал	0–60	60–950	950–3000	3000–3720
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159	0,1524
K	0,65	0,6	0,5	0,4
K_k	1,3	1,38	1,25	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,13	0,11
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005	0,0041
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,089	0,89
$d_{мах}$, м	0,393	0,295	0,215	0,152
$d_{нмах}$, м	0,015	0,0127	0,019	0,007
n	3	5	5	4
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,15	0,15	0,15
ρ_p , г/см ³	1,25	1,14	1,12	1,13
ρ_n , г/см ³	1,5	2,26	2,3	2,7
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	50	40	18	6
Q_2 , л/с	63	52	18	5
Q_3 , л/с	69	75	45	12
Q_4 , л/с	43	46	23	4
Q_5 , л/с	51	47	45	46
Q_6 , л/с	-	37–75	20–40	10–20

Таблица Б.2 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора [35]

Интервал	0–60	60–950	950–3000	3000–3720
Исходные данные				
Q_1 , л/с	78	40	18	6
Q_2 , л/с	81	52	18	5
Q_3 , л/с	93	75	45	12
Q_4 , л/с	68	46	23	4
Q_5 , л/с	26	47	45	46
Q_6 , л/с	78	40	18	6
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	65–93	37–75	20–40	10–20
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q , л/с	66	49	29	15
Дополнительные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)				
$Q_{тн}$, л/с	-	49	29	15
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1140	1120	1130

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 66 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 49 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 29 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под хвостовик принимается 15 л/с, для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД.

Запроектированные параметры расхода бурового раствора обеспечены буровым насосом УНБТ-1180 так, как в данном исполнении он является частотно регулируемым.

Приложение В

Таблица В1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумар- мар- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-60 м)							
1	Долото Ш 393,7 М-ЦВ	0,53	393,7	-			0,145
					3-177	Ниппель	
2	Переводник П 3-177/171	0,52	203	89	3-177	Муфта	0,251
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,406
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x80Д	12	203	80	3-171	Ниппель	2,704
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,52	203	78	3-171	Ниппель	2,857
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	12	178	80	3-147	Ниппель	4,659
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,52	178	89	3-147	Ниппель	4,772
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10 Е	18	127	107	3-133	Ниппель	5,337
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	5,382
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	5,421
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	6,727
					3-152	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–950 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум- мар- ный- вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60–950 м)							
1	Долото PDC 295,3 FD 516 SM	0,43	295,3	-			0,082
					3-152	Ниппель	
2	ВЗД ДГР-240 7/8.49	9,51	210	-	3-152	Муфта	1,907
					3-152	Муфта	
3	Переводник П 3-152/171	0,52	203	89	3-152	Ниппель	2,112
					3-171	Муфта	
4	УБТ УБТ 203x76,2 Д	29	203,2	76,2	3-171	Ниппель	8,463
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-171/147	0,7	203	90	3-171	Ниппель	8,568
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТ 178x80 Д	16	178	80	3-147	Ниппель	11,16
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,4	165	76	3-147	Ниппель	11,31
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБПК 127x10Е	875,25	127	107	3-133	Ниппель	37,61
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 3-133/147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	37,67
					3-147	Муфта	
10	КШЗ-35 П 3-147/147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	37,72
					3-147	Муфта	
11	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	39,25
					3-152	Муфта	

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (950–3000 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (950–3000 м)							
1	Долото PDC 215,9 В716 У	0,3	215,9	-	3-117	Ниппель	0,040
2	ВЗД ДГР 172	5,3	172	-	3-117	Муфта	0,615
					3-133	Муфта	
3	Переводник Н133/М147	0,5	203	71	3-133	Ниппель	0,813
					3-147	Муфта	
4	Переводник Н147/М171	0,5	203	80	3-147	Ниппель	0,912
					3-171	Муфта	
5	УБТ УБТ 203х76 Д	24	203	76	3-171	Ниппель	6,168
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171/М147	0,5	203	71	3-171	Ниппель	6,268
					3-147	Муфта	
7	УБТ УБТ 178х80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	14,01
					3-147	Муфта	
8	Переводник Н147/М133	0,5	165	89	3-147	Ниппель	14,09
					3-133	Муфта	
9	Бурильная труба ТБПК 127х10Е	2915	127	107	3-133	Ниппель	105,09
					3-133	Муфта	
10	Переводник Н133/М147	0,4	152	78	3-133	Ниппель	105,17
					3-147	Муфта	
11	КШЗ-35 Н147хМ147	0,4	178	76	3-147	Ниппель	105,22
					3-147	Муфта	
12	ВБТ-К 133-Д Н 147	24	133	82	3-147	Ниппель	106,410
					3-152	Муфта	

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (3000–3720 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					резьба (верх)	тип оединения (верх)	
Бурение под хвостовик (3000–3720 м)							
1	Долото PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	0,3	152,4	-			0,015
					3-88	Ниппель	
2	ВЗД ДГР 120 7/8	6	120	-	3-88	Муфта	0,515
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,556
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108х9 Д	48	108	71	3-108	Ниппель	2,284
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х8 Д	3637	89	73	3-108	Ниппель	69,151
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	69,302
					3-102	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	69,451
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	24	89	64	3-102	Ниппель	70,131
					3-102Л	Муфта	

Таблица В.5 – КНБК для отбора керна (3620–3690 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумма- ный вес, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Отбор керна (3620–3690 м)							
1	Бурильная головка У8-152,4/80 SC- 4 СТ	0,3	142,9	-			0,030
					3-102	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	12	136	80	3-102	Ниппель	0,221
					3-102	Муфта	
3	Переводник Н102/М108	0,4	132	76	3-102	Ниппель	0,307
					3-108	Муфта	
4	УБТ УБТ 108х9 Д	12	108	71	3-108	Ниппель	1,063
					3-108	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 89х9 Е	3648	89	71	3-108	Ниппель	67,82
					3-108	Муфта	
6	Переводник Н108/М102	0,4	132	76	3-108	Ниппель	67,83
					3-102	Муфта	
7	КШЗ-35 Н102хМ102	0,4	130	65	3-102	Ниппель	67,93
					3-102	Муфта	
8	ВБТ-К 89-Д Н102	24	89	64	3-102	Ниппель	69,01
					3102Л	Муфта	

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3720 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 ин- тервала, м ³ .
от	до					
0	60	60	393,7	-	1,30	9,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,8$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 24$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 31,5$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 5,8$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце ин- тервала, м ³ .
от	до					
60	950	890	295,3	306,9	1,30	83,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 8,5$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 54,4$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 4,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 172,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 239,5$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 5,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2 = 233,7$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 41,3$

Продолжение таблицы Г.1

Экспл. колонна		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
950	3000	2050	215,9	228,7	1,19	139,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =13,9
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот.} =69,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =10,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =283,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =377,2
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев2} =41,3
Объем раствора к приготовлению:						V _{3'} =335,9
Хвостовик		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
Интервал бурения, м.						
от	до					
3000	3720	720	152,4	158,2	1,15	59,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил.} =3,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот.} =10,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =3,5
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₄ =123,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =140,3
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев3} = 0
Объем раствора к приготовлению:						V _{4'} =140,3

Таблица Г.2 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
		направление		кондуктор		экспл. колонна		хвостовик		ИТОГО	
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	25 (мешок)	14,2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Кальцинированная сода	25 (мешок)	14.2	1	116,7	5	119,9	5	88,8	4	339,6	14
Глинопорошок	1000 (мешок)	3135	4	11170	12	14685	15			28990	29
Барит	1000 (мешок)	7267	8	25691	26	33775	34			66723	67
Полиакриламид	25 (мешок)			111,7	5	293,7	12			405,4	17
SAPP	25 (мешок)	5.7	1	46.6	2	67	2			119.3	5
ПАЦ НВ	25 (мешок)			700,2	28	1468,5	59			2168,7	87
ПАЦ ВВ	25 (мешок)			116.7	5	466	18.6			582.7	24
Ингибитор DRILLING DETERGENT	210 (бочка)			223,4	2	293,7	2			517,1	3
Ксантановая смола	25 (мешок)							213,2	9	213,2	9
KCL	1000 (мешок)							10656	11	10656	11
Крахмал (DEXTRID LT)	25 (мешок)							2841,6	113	2841,6	113
Смазочная добавка BDF-612	208 (бочка)							3552	18	3552	18
Карбонат кальция 5 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Карбонат кальция 50 мкр	1000 (мешок)							13320	14	13320	14
Бактерицид MICROBIOSIDE	20(канистра)							88,8	5	88,8	5
Пеногаситель BDF-611	220 (бочка)							88,8	1	88,8	1

Приложение Д

Таблица Д.1 – гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	Бурение	0.479	0.057	Периферийная	3	17	102,4	3.89
Под кондуктор									
60	950	Бурение	0.889	0.086	Периферийная	5	15,9	98,6	4.92
Под эксплуатационную колонну									
9500	3000	Бурение	0,779	0.774	Периферийная	5	9	85,5	3,16
Под хвостовик									
3000	3720	Бурение	0,980	0,779	Периферийная	4	7	94	4,10
Отбор керна									
3620	3690	Отбор керна	1,057	0.086	Периферийная	6	6	92	4,25

Таблица Д.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 цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	170	247,5	0,85	125	34,85	65,6
60	950	Бурение	УНБТ – 1180	2	0,9	160	275,4	0,85	120	29,37	49,2
950	3000	Бурение	УНБТ – 1180	1	0,9	150	216,8	0,85	125	27,2	28,8
3000	3710	Бурение	УНБТ – 1180	1	0,9	140	267,2	0,85	76	14,7	14,7
3620	3690	Отбор керна	УНБТ – 1180	1	0,9	140	267,2	0,85	82	13,61	13,61

Таблица Г.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			
0	60	Бурение	97,1	77,4	0	9,7	0,1	10
60	950	Бурение	239,5	65,4	65,9	86,2	12	10
950	3000	Бурение	179,3	73,5	55,2	39,5	1,5	8,2
3000	3720	Бурение	193,2	51,1	36,9	77,6	12,7	8,9
3620	3690	Отбор керна	176,3	77	0	88,1	8,5	2,6

Приложение Ж

Двигатель с регулируемым углом перекоса(ВЗД)

Для добычи нефти и газа либо для проведения капитального ремонта скважин используют винтовой забойный двигатель (ВЗД), обладающий необходимым крутящим моментом и способный осуществлять бурение в различных направлениях в зависимости от типа используемой конструкции. Такой выбор объясняется необходимостью разрушения горных пород с высокой эффективностью и достаточной скоростью. Применение в конструкции эластичных, но прочных зубьев статора помогают достичь высокой жёсткости на изгиб, а также существенно уменьшить утечки жидкости при её прокачке.

Конструкция ВЗД

Винтовой забойный двигатель представляет собой симметричный роторный агрегат с применением зубчатого косоугольного зацепления, приводимый в действие посредством давления подаваемой жидкости.

Конструктивно состоит из:

1. Двигательный узел.
2. Рабочая часть.

Двигательный узел

Двигательная секция ВЗД - основной силовой компонент двигателя. Эта часть определяет основные технические характеристики винтового забойного двигателя, такие как мощность, крутящий момент, коэффициент полезного действия и частоту вращения ротора. Состоит из роторного механизма в виде корпуса (статора), внутри которого крепится эластомерная вставка с винтовой поверхностью, за нее зацепляется ротор и затем под давлением подаваемой жидкости начинает вращаться.

Эластичная оболочка позволяет разделить две полости камер с высоким градиентом давления. Она производится из износостойкой резины, пластичной, но

в то же время способной выдерживать значительные силы трения при попадании абразивных частиц на её поверхность.

Ротор имеет конструкцию похожую на сверло, но с износостойким покрытием, так как предназначен для передачи крутящего момента. Его главная составляющая - высокопрочная легированная сталь.

Количество зубцов у него меньше на одну единицу, чем у статора. Двигательный узел изготавливают с определённым натяжением зубчатого зацепления, который зависит от показателей рабочей жидкости, свойств эластомера, температуры эксплуатации, а также других характеристик. От того, насколько точно они подобраны, зависит прочность двигателя в целом и его ресурс работы.

На ресурс работы рабочей пары влияют следующие факторы:

1. Наличие в рабочей жидкости абразивных твёрдых частиц и других примесей.
2. Применение в составе жидкости веществ, разъедающих или изменяющих механические свойства эластомера. К ним причастны: соли, жидкость с высоким содержанием нефтепродуктов, хлориды, кислоты.
3. Превышение допустимых норм по температурным условиям в точке забоя, имеющих возможность влиять на эластомер.
4. Слишком слабый нагрев рабочей пары при старте двигателя.
5. Использование неправильно выставленного натяжения статор-ротор.

Рабочие органы ВЗД

Винтовой забойный двигатель состоит из следующих рабочих органов:

- шпиндельного узла;
- регулятора угла.

Шпиндельный узел является вторым по важности конструктивным элементом двигателя. Он предназначен для передачи крутящего момента от рабочей пары рабочему инструменту для разрушения плотных пород грунта.

При этом он способен выносить значительные осевые нагрузки, вызванные не только необходимостью передачи крутящего момента, а и силу трения о стенки креплений при угловом или горизонтальном бурении.

Шпиндельный узел представляет собой корпус с двумя опорами (радиальной и осевой), на которых закреплён вал. Вращение ротора передаёт крутящий момент посредством торсиона или карданного вала на вал шпиндельного узла, который начинает вращаться и передавать момент уже рабочей части.

Данный узел может быть выполнен в двух конструктивных исполнениях:

1. Открытом, когда рабочие узлы смазываются рабочей жидкостью.
2. Закрытом или герметизированном. Все рабочие элементы находятся в масляной ванне под давлением до 20 атм., которое выбирается таким, чтобы значительно превышало давление окружающей их среды.

Бурение винтовыми забойными двигателями под углом может быть осуществлено только при помощи регулятора угла. Он представляет собой сложный механизм, который состоит из верхнего и нижнего переводников, сердечника и зубчатой муфты.

Регулятора угла

Изобретение относится к устройствам для бурения наклонно-направленных и горизонтальных нефтяных и газовых скважин, а именно к регуляторам угла перекоса забойных двигателей. Регулятор содержит полый кривой вал с наружными шлицами и резьбами на его краях, зубчатую муфту с внутренними продольными шлицевыми пазами и зубьями на торце, установленную на наружных продольных шлицах полого кривого вала, прямой и кривой переводники, несоосные расположенные между собой, причем на торце кривого переводника выполнены зубья, входящие в зацепление с зубьями на торце зубчатой муфты. Прямой и кривой

переводники соединены с полым кривым валом резьбами на обращенных друг к другу краях, а центральные продольные оси резьб, выполненных на искривленных участках полого кривого вала и кривого переводника, пересекаются в одной точке на центральной продольной оси полого кривого вала и имеют одну плоскость искривления. Точка пересечения центральной продольной оси резьбовой части кривого переводника, предназначенной для соединения со шпинделем забойного двигателя, и центральной продольной оси резьбовой части полого кривого вала, соединяющей его с прямым переводником, расположена в поперечной плоскости стыка торцовых зубьев зубчатой муфты и кривого переводника. Плоскость торцов зубьев зубчатой муфты расположена под прямым углом относительно центральной продольной оси искривленной резьбовой части полого кривого вала, предназначенной для соединения с искривленной резьбовой частью кривого переводника, а плоскость торцов зубьев кривого переводника расположена под прямым углом относительно центральной продольной оси его искривленной резьбовой части, предназначенной для соединения с искривленной резьбовой частью полого кривого вала. Повышается точность установки углов перекоса, упрощается вычисление углов перекоса регулятора, а также обеспечивается повышение точности проводки наклонно-направленных скважин. Использование регулятора угла обеспечивает возможность оперативного изменения угла перекоса осей отклонителя на устье скважины и исключает необходимость иметь на буровой несколько отклонителей с различными углами перекоса

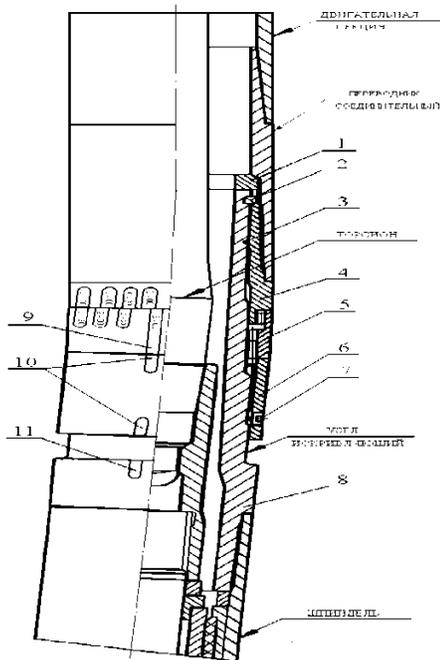


Рисунок Ж.1 – Конструкция угла переко-
са

1-диск, 2-полукольцо, 3-уплотнительное
резиновое кольцо, 4-переводник,
5-зубчатый венец, 6-поджимная гайка,
7-стопорная пробка, 8-сердечник, 9-
метки на зубчатом венце, 10-метки на
гайке,
11-метки на сердечнике

Зубчатая муфта

Зубчатая муфта – жёсткая подвижная компенсирующая муфта, которая состоит из полумуфт с внешними зубчатыми венцами, и разъёмной обоймы с двумя внутренними зубчатыми венцами. Эти устройства предназначены для передачи крутящего момента между двумя валами, оси которых не являются коллинеарными. Иными словами, зубчатая муфта обеспечивает компенсацию осевого, радиального и углового смещения валов. Это достигается за счёт того, что её зубчатое зацепление изготавливают с гарантированным боковым зазором и с возможностью свободного осевого смещения сопряжённых зубьев, а сами зубья имеют бочкоподобную форму со сферической внешней поверхностью. Компенсация отклонений от соосности валов сопровождается проскальзыванием зубьев.

Зубчатые муфты способны передавать большой крутящий момент на единицу объёма муфты.

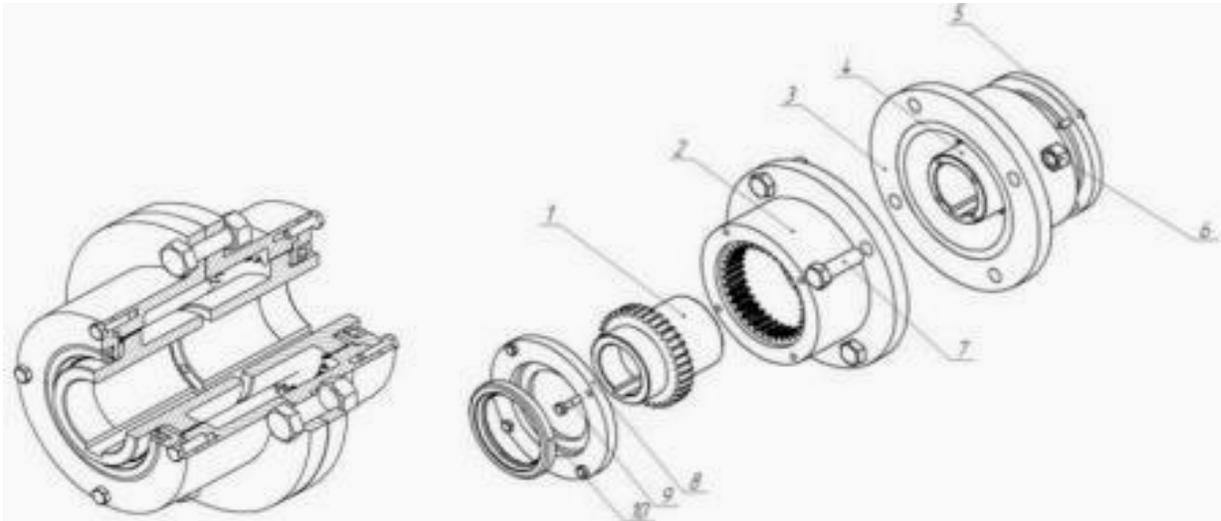


Рисунок Ж.2 – Устройство зубчатых муфт



Зубчатая муфта состоит из зубчатых 1 и 4 полу-муфт, зубья у них расположены с внешней стороны. Двух зубчатых обойм 2 и 3 с зубьями, расположенными с внутренней стороны.

Крепятся они друг к другу болтовым соединением 7 и 6. К обойме прикручиваются болтами 9 прижимная крышка 5 и 8 с сальниками 10.

Она состоит из четырех основных составных частей, двух зубчатых втулок и двух зубчатых обойм. Зубатые втулки одеваются на соединяемые валы, а зубчатая обойма соединяет их посредством болтов.

Алгоритм смены угла перекоса

Установка требуемого угла искривления двигателя. Предварительно определить тип регулятора угла. Для этого четко определить стыки: переводник верхний – муфта зубчатая - переводник нижний. Обратить внимание на расположение «пятки» — выступающего участка, армированного зубками. Тип 1 — «пятка» расположена на муфте зубчатой, тип 2 — «пятка»

расположена на нижнем переводнике, при этом муфта зубчатая имеет огранку для точного определения стыка между муфтой зубчатой и верхним переводником.

1.1. Установить механические ключи на переводники регулятора угла нижний и верхний в зоны захвата.

Установка ключей в других местах не допускается.

1.2. Раскрепить, а затем отвернуть верхний переводник регулятора угла до появления зазора 15...20 мм в стыке между зубчатой муфтой и верхним переводником регулятора угла.

В процессе отворота зубчатая муфта и нижний переводник регулятора угла должны оставаться в зацеплении (рисунок Ж.3-1).

Запрещается производить раскрепление переводников регулятора угла на двигателе путём вращения стола ротора буровой установки. Перед раскреплением убедиться, что стол ротора буровой установки не застопорен.

Несоблюдение данных требований может привести к раскреплению резьбовых соединений корпусных деталей ниже регулятора угла и созданию аварийной ситуации в скважине.

Момент раскрепления может быть, как больше, так и меньше фактического момента крепления при предыдущем переключении регулятора угла и не может являться критерием правильности выполнения указаний настоящего Руководства в связи с изменением коэффициента трения в резьбовом соединении в течении времени при хранении или эксплуатации.

1.3. Поднять зубчатую муфту вверх до выхода из зацепления с зубьями нижнего переводника регулятора угла (рисунок Ж.3-2).

1.4. Удерживая зубчатую муфту в верхнем положении, повернуть её с помощью цепного ключа или универсального механического ключа относительно нижнего переводника регулятора угла минимальным смещением, до совпадения одинаковых значений меток требуемого угла (рис.

2). При этом, при переустановке угла с меньшего на больший муфту вращать на заворот (по стрелке), а при переустановке угла с большего на меньший – на отворот (рисунок Ж.3-2).

Не допускается проворачивать метку 0°00' зубчатой муфты за метку 0°00' нижнего переводника регулятора угла при вращении в направлении противоположном.

1.5. Опустить зубчатую муфту вниз и ввести ее в зацепление с зубьями нижнего переводника регулятора угла (рисунок Ж.3-3).

1.6. Смазать сопрягаемые торцы верхнего переводника регулятора угла и зубчатой муфты резьбовой смазкой, предварительно очистив торцы от промывочной жидкости.

1.7. Установить механические ключи на переводники регулятора угла нижний и верхний в зоны захвата (рисунок Ж.3-3).

Установка ключей в других местах не допускается.

1.8. Завернуть, а затем затянуть на момент.

В процессе заворота зубчатая муфта и нижний переводник регулятора угла должны оставаться в зацеплении.

Запрещается производить затяжку переводников регулятора угла на двигателе путём вращения стола ротора буровой установки. Перед затяжкой убедиться, что стол ротора буровой установки не застопорен.

Несоблюдение данных требований может привести к раскреплению резьбовых соединений корпусных деталей ниже регулятора угла и созданию аварийной ситуации в скважине.

Несоблюдение указанного момента крепления верхнего переводника регулятора угла может привести к раскреплению регулятора во время работы и созданию аварийной ситуации в скважине.

1.9. Совпадающие метки указывают величину угла искривления двигателя. Плоскость искривления регулятора угла проходит через совпадающие метки (рисунок Ж.3-3).

На рисунке Ж.3 представлен алгоритм смены угла перекоса

На рисунке Ж.3 представлен алгоритм смены угла перекоса

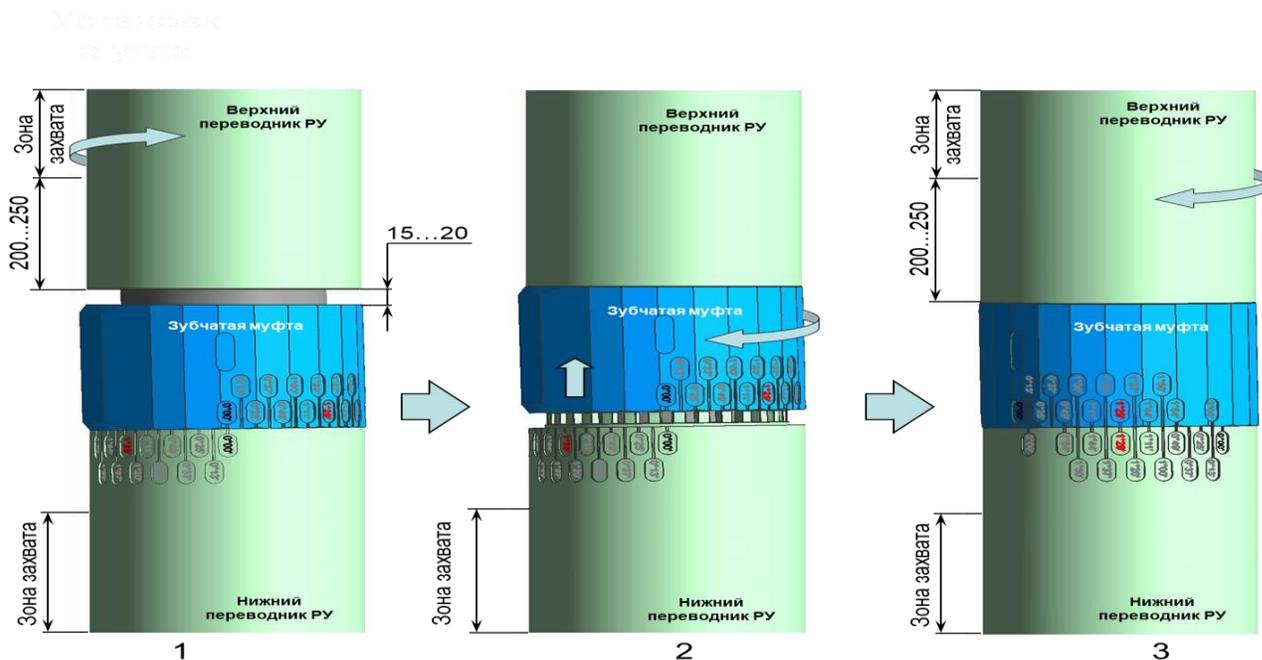


Рисунок Ж.3 – Алгоритм смены угла перекоса

Вывод

В ходе работы я сделал вывод что ВЗД на сегодняшний день это самые эффективные винтовые забойные двигатели которые применяются в бурение, но для эффективной работы, продления срока эксплуатации данного оборудования и предотвращения аварийной ситуации, необходимо неукоснительно следовать инструкциям завода изготовителя.

1. Установка механических ключей на переводники регулятора угла нижний и верхний только в зоны захвата.

2. Запрещается производить раскрепление переводников регулятора угла на двигателе путём вращения стола ротора буровой установки. Перед раскреплением убедиться, что стол ротора буровой установки не застопорен.

3. Не допускается проворачивать метку $0^{\circ}00'$ зубчатой муфты за метку $0^{\circ}00'$ нижнего переводника регулятора угла при вращении в направлении противоположном.

Несоблюдение данных требований может привести к аварийной ситуации, простое и как следствие к финансовым потерям.

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица К.1 – Нормативная карта вертикальной разведочной скважины

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	Ш 393,7 М-ЦВ	470	0,13	0–60	60	0,027	1,62	0,67	2,29
Бурение под кондуктор	PDC 295,3 FD 516 SM	820	1,08	60–950	890	0,027	24,03	13,59	37,62
Бурение под эксплуатационную колонну	PDC 215,9 В716 У	1300	1,57	950–3000	2150	0,037	79,55	48,42	127,97
Бурение хвостовик		750	0,96	3000–3720	720	0,057	41,04	26,92	67,96
Всего			3,74		3720		146,24	89,60	235,84
Крепление:									
– направления									3,56
– кондуктора									16,0
– эксплуатационная									32,4
– хвостовик									35,3

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Установка центраторов									
– направления			3						0,3
– кондуктора			23						0,23
– эксплуатационная			78						0,78
– хвостовик			34						0,34
ОЗЦ:									4,0
– направления									12,0
– кондуктора									24,0
– эксплуатационная									24,0
– хвостовик									
Разбуривание цемент-				50–60					1,06
ной пробки (10 м)				940–950					2,12
– направления				2990–3000					3,42
– кондуктора				3710–3720					5,42
– эксплуатационная									
– хвостовик									0,05
Промывка скважины									0,11
(1 цикл)									0,50
– направления									0,52
– кондуктора									
– эксплуатационная									
– хвостовик									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0

Окончание таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									411,49
Ремонтные работы (3,3 %)									13,58
Общее время на скважину									450,07

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Таблица Л.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	-	-	0,08	11,0552	1,38	190,7022	5,46	754,5174	1,18	163,0642
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,08	1,592	1,38	27,462	5,46	108,654	1,18	23,482
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	-	-	0,08	2,2136	1,38	38,1846	5,46	151,0782	1,18	32,6506
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	-	-	0,08	0,6032	1,38	10,4052	5,46	41,1684	1,18	8,8972
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,08	20,2288	1,38	348,9468	5,46	1380,616	1,18	298,3748

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,08	2,2808	1,38	39,3438	5,46	155,6646	1,18	33,6418
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	-	-	0,08	0,556	1,38	9,591	5,46	37,947	1,18	8,201
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытаниях скв.	1317	1,2	1580,4	0,08	105,36	1,38	1817,46	5,46	7190,82	1,18	1554,06
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	-	-	-	-	1,38	1177,54	5,46	4658,963	1,18	1,006,882
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	-	-	0,08	1,2896	-	-	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	-	-	1,38	340,3356	-	-	-	-
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель),	370,35	-	-	-	-	-	-	5,46	2022,111	-	-

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	-	-	0,08	1,8576	1,38	32,0436	5,46	126,7812	1,18	27,3996
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,08	11,1112	1,38	191,6682	5,46	758,3394	1,18	163,8902
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	-	-	-	-	-	-	-	-
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	-	-	0,08	8,0672	1,38	139,1592	5,46	550,5864	1,18	118,9912
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	-	-	0,08	0,712	1,38	12,282	5,46	48,594	1,18	10,502
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,08	2,7136	1,38	46,8096	5,46	185,2032	1,18	40,0256
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,08	8,032	1,38	138,552	5,46	548,184	1,18	118,472
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	-	-	-	-	-	-	-	-
АморАмортизация вагон-домидомиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,08	13,5432	1,38	233,6202	5,46	924,3234	1,18	199,7622

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	-	-	0,08	1,1936	1,38	20,5896	8,48	81,4632	1,18	17,6056
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	-	-	14,2	1070,68	25,4	1915,16	-	-	-	-
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	-	-	0,17	338,98	0,38	757,72	-	-	-	-
BDF-612, т	324,74	-	-	-	-	-	-	0,74	240,3076	0,54	175,3596
NaCl, т	215,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	-	-	0,085	1,56	0,06	1,0998	0,06	1,0998	0,06	1,0998
SAPP, т	916	-	-	-	-	0,42	384,72	0,42	384,72	0,42	384,72
POLY KEM D, т	328	-	-	-	-	-	-	0,63	206,64	0,53	173,84
Барит, т	320	-	-	0,62	198,4	0,82	262,4	-	-	-	-
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444	1,25	40,575

Продолжение таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка тур- бобуров до 300 км, т	23,53	-	-	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359	0,62	15,8286
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	-	-	6,39	175,33	63,3	1738,2	-	-	44,21	1214,007
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	-	-	-	-
Итого затрат завися- щих от времени, без учета транспорниров- ки вахт, руб		8266,35	2278,1	10660,45	21242,06						
Затраты зависящие от объема работ											
Ш 393,7 М-ЦВ	686,4	-	-	0,1	68,64	-	-	-	-	-	-
PDC 295,3 FD 516 SM	1379,7	-	-	-	-	0,43	593,271	-	-	-	-
PDC 215,9 В716 У	1028,4	-	-	-	-	-	-	1,18	1213,512	-	-
PDC 152,4 ВТ 616 Н.10	964,9	-	-	-	-	-	-	0,68	792,132	0,47	453,503
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	-	-	50	78	672	39	2409	3758,04	107	166,92

Окончание таблицы Л.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Транспортировка труб, т	4,91	-	-	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657	19,2	94,272
Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	5,28	1	5,28	1	5,28	1	5,28	-	-	1	5,28
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0	169,944	747,883	5979,951							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35	2448,044	11408,33	27222,01							
Всего по сметному расчету, руб	49344,73										

Таблица Л.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Хвостовик	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,20	27,638	0,80	110,552	1,39	192,0841	1,19	164,4461
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,20	3,98	0,80	15,92	1,39	27,661	1,19	23,681
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,20	5,534	0,80	22,136	1,39	38,4613	1,19	32,9273
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,20	1,508	0,80	6,032	1,39	10,4806	1,19	8,9726
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,20	50,572	0,80	202,288	1,39	351,4754	1,19	336,6034
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,20	5,702	0,80	22,808	1,39	39,6289	1,19	33,9269
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	0,20	1,39	0,80	5,56	1,39	9,6605	1,19	8,2705

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	1317	0,20	263,4	0,80	1053,6	1,39	1830,63	1,19	1567,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	1368	0,20	273,6	0,80	1094,4	1,39	1901,52	1,19	1627,92
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	419,4	0,20	83,88	0,80	335,52	1,39	582,966	1,19	498,61
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	0,20	27,778	0,80	111,112	1,39	193,0571	1,19	165,2791
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	100,84	0,20	20,168	0,80	80,672	1,39	140,1676	1,19	119,9996
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	0,20	1,78	0,80	7,12	1,39	12,371	1,19	10,591
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	0,20	20,08	0,80	80,32	1,39	139,556	1,19	119,476
Амортизация вагондомиков 7 шт, сут	169,29	0,20	33,858	0,80	135,432	1,39	235,3131	1,19	201,4551
Эксплуатация бульдозера, сут	18,4	0,20	3,68	0,80	14,72	1,39	25,576	1,19	21,896
Эксплуатация трактора, сут	33,92	0,20	6,784	0,80	27,136	1,39	47,1488	1,19	40,3648

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	8,21	1,7	13,957	25	205,25	1,21	9,93	1,06	8,7026
Башмак колонный БК-324, шт	85,5	1	85,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БК-245 шт	65	-	-	1	65	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5	-	-
Башмак колонный БК-127, шт	25,5	-	-	-	-	1	25,5	1	25,5
Центратор ЦЦ-324/393 шт	35,4	3	106,2	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-245/295, шт	25,4	-	-	23	584,2	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-178/216, шт	18,7	-	-	-	-	78	1458,6	-	-
Центратор ЦЦ-127/165, шт	13,7	-	-	-	-	-	-	34	465,8
ЦКОД-324, шт	232,4	1	232,4	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-295, шт	178,2	-	-	1	178,2	-	-	-	-
ЦКОД-178, шт	113,1	-	-	-	-	1	113,1	-	-
ЦКОД-127, шт	105	-	-	-	-	-	-	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-324, шт	82,15	1	82,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -245, шт	59,15	-	-	1	59,15	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц -178, шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12	-	-

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Продавочная пробка ПРП-Ц -127, шт	22,12	-	-	-	-	-	-	1	22,12
Пакер ПХРЦ-127, шт	590,9	-	-	-	-	-	-	1	590,9
Головка цементировоч- ная ГЦУ-324	4420	1	4420	-	-	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-245	3320	-	-	1	3320	-	-	-	-
Головка цементировоч- ная ГЦУ-178	2880	-	-	-	-	1	2880	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		5096,889	7164,028	9588,807					
Обсадные трубы 323,9x9,5, м	37,21	5	1116,3	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 215,9x7,9, м	28,53	-	-	90	20028,06	-	-	-	-
Обсадные трубы 177,8x12, м	19,96	-	-	-	-	250	37205,44	-	-
Обсадные трубы 127x8, м	13,96	-	-	-	-	-	-	82	13,96
Портландцемент там- понажный ПЦТ-I-50, т	26,84	2,79	74,8836	25,87	694,3508	-	-	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-I-100, т	29,95	-	-	-	-	4,38	131,181	-	-
Портландцемент там- понажный раствор ПЦТ-Шоб(2)-100, т	32	-	-	-	-	-	-	2,18	69,76

Продолжение таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Заливка колонны, тампонажный цех,	145,99	2	291,98	3	437,97	5	729,95	3	437,97
Затворение цемента, тампонажный цех, т	6,01	2,79	16,7679	25,87	155,4787	54,8	329,348	25,87	155,4787
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,38	50,232	1,19	43,316
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	87,59	1	87,59	2	175,18	2	175,18	2	175,18
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6	1	80,6
Пробег ЦА-320М, км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	13	478,4	6,5	239,2
Пробег ЦСМ, км	36,8	1	36,8	3,8	139,84	4	147,2	3,5	128,8
Пробег СКЦ-2М, км	40,8	-	-	-	-	1	40,8	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	15,49	-	-	16	247,84	24	371,76	16	247,84
Транспортировка обсадных труб, т	18,76	2,23	41,8348	21,15	396,774	73,4	1376,984	20,01	375,3876
Транспортировка обсадных труб запаса, т	37,52	0,2	7,504	44,02	33,77	2	4,8	2	4,8
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	1828,9985	22742,0521	70653,3456						
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	117074,1								

Окончание таблицы Л.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Всего по сметному расчету, руб	117812,1								

Таблица Л.3 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	49344
Крепление скважины	117812
Итого по главе 3	167156
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	18360
Итого по главе 5	18360

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6	12764
Итого по главам 1-6	426649
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	66959
Итого по главе 7	66959
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	39488
Итого по главе 8	39488
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24522
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	15459
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9592
Топографо-геодезические работы	270
Скважины на воду	123
	4771
Итого по главе 9	54737
Итого по главам 1-9	587833
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1175
Итого по главе 10	1175
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620

Продолжение таблицы Л.3

1	2
Итого по главам 1-11	593628
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29681
Итого по главе 12	29681
Итого по сводному сметному расчету	623309
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204,2	127279698
НДС 20%	22910345
Итого в ценах 2019 года с учетом коэффициента	150190044