

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 2530 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

622.143:622.243.22(24:181m2530):622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Денисюк Дмитрий Александрович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	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			

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).	– Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); – Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки. – Роторные управляемые системы Geo-Pilot
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. Геолого-технический наряд 2. Компоновка бурильной колонны
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Роторные управляемые системы Geo-Pilot	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной	
---	--

квалификационной работы по линейному графику	
--	--

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	Денисюк Дмитрий Александрович		

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

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(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			

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Б	Денисюку Дмитрию Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	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
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией	
2. Линейный календарный график выполнения работ	
3. Нормативная карта	

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
З-2Б4Б	Денисюк Дмитрий Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4Б	Денисюку Дмитрию Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</i> – <i>вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</i> – <i>опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</i> – <i>негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</i> <i>чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</i>	При строительстве разведочной вертикальной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) 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. <i>Перечень законодательных и нормативных документов по теме</i>	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:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</i> – 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)	Вредные факторы 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.
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i> – 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)	Опасные факторы 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.
<i>3. Охрана окружающей среды:</i> – 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.	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 горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); решение по обеспечению экологической безопасности.
<i>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</i> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;	Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.

– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	
5.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий). Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).

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	Денисюк Дмитрий Александрович		

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</i> тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые <i>данные для экспериментально-исследовательской деятельности</i> в нефтегазовой отрасли
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>
P11	Способность применять знания, современные методы и <i>программные средства проектирования</i> для составления проектной и рабочей и <i>технологической документации</i> объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц, 5 рисунков, 31 таблицу, 45 литературных источников, 7 приложений.

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

Цель работы – проектирование вертикальной разведочной скважины глубиной 2530 метров.

В процессе работы был составлен проект на строительство вертикальной разведочной скважины на нефть глубиной 2530 м (по вертикали).

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

В работе рассмотрен вопрос о возможности применения роторных управляемых систем Geo-Pilot.

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;

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.

РУС – роторные управляемые системы

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	16
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	17
1.2 Геологические условия бурения.....	16
1.3 Характерные газонефтеводоносности месторождения (площади)...	18
1.4 Зоны возможных осложнений.....	18
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	19
2.1 Обоснование и расчет профиля(траектории) скважины.....	19
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	19
2.2.1 Построение совмещенного графика давления.....	20
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	20
2.2.3 Выбор интервалов цементирования.....	20
2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	21
2.2.5 Проектирование обвязки обвязки обсадных колонн.....	21
2.3 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	22
2.3.1 Выбор способа бурения.....	22
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород..	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	25
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	28
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	28
2.3.8 Обоснования типов и компонентов состава буровых растворов...	29
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	31
2.3.10 Технические средства и режим бурения при отборе керна.....	32
2.4 Пректирование процессов заканчивания скважин.....	32
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	32
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	32

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений.....	33
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине.....	34
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины.....	34
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	34
2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости.....	34
2.4.3 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования.....	35
2.4.4 Выбор технологической оснастки.....	37
2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины.....	37
2.4.5.1Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта.....	37
2.4.5.2 Проектирование пластоиспытателя.....	38
2.5 Выбор буровой установки.....	39
3 Роторные управляемые системы Geo-Pilot.....	40
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	41
4.1 Основные направления деятельности ООО«РН-Юганскнефтегаз».....	41
4.1.1 Организационная структура управления предприятием.....	42
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	43
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение.....	44
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	45
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	46
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	46
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки....	48
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	48

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	48
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работа.....	.48
4.3 Линейный календарный график выполнения работ.....	49
4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины.....	50
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	.50
4.5 Расчет технико-экономических показателей.....	51
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	53
5.1 Профессиональная социальная ответственность.....	53
5.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	55
5.2 Экологическая безопасность.....	59
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	61
5.3.1 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.....	61
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	63
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	65
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	69
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	75
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	79

ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	82
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	91

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная добыча считается одной из крупнейших отраслей в Российской Федерации, которая занимает первое место по добыче, принося огромный доход по продаже нефти и газа, тем самым поднимая экономику страны в целом.

Лучшим способом получения доступа к нефтяным залежам и выяснения геологического строения недр является бурение.

В настоящее время в бурение применяются новые технологии, которые существенно облегчают и ускоряют процесс бурения, а так же обеспечивают более качественное строительство скважин, что в дальнейшем положительно сказывается на эксплуатации. Процесс бурения нефтяных скважин осуществляется по разным направлениям работы, которые зависят от расположения почвенного или горного пласта.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении Тюменской области. Исходными данными для проектирования являются материалы рабочего проекта, специальная литература. В специальной части рассматривается роторная управляемая система Geo-Pilot.

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.

Прогноз литологической характеристики разреза скважины в таблице А.2 приложения А.

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

Давление по разрезу скважины представлено в таблице 1.

Таблица 1–Давление по разрезу скважины

Индекс стратиграфич еского подразделени я	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+P	0	295	0,100	0,100	0,173	0,20
K ₂ gn	295	360	0,100	0,100	0,174	0,22
K ₂ slv	360	420	0,100	0,100	0,173	0,22
K ₂ ip	420	595	0,100	0,100	0,172	0,22
K ₂ kz	595	625	0,100	0,100	0,172	0,22
K ₁₋₂ pk	625	1445	0,101	0,101	0,175	0,22
K ₁ al	1445	2140	0,101	0,101	0,175	0,23
K ₁ tr	2140	2200	0,102	0,102	0,177	0,23
K ₁ klm	2200	2405	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ bg	2405	2460	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₃ gr	2460	2480	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂₋₃ vs	2480	2530	0,102	0,102	0,178	0,23
J ₂ tm	2530	2560	0,102	0,102	0,178	0,24

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				
0	295	поровый	1	-
625	1445	поровый	1,01	-
2140	2200	поровый	1,02	-
2480	2530	поровый	1,02	-
Нефтеносность				
2480	2500	поровый	0,71	50-300
Газоносность				
Вскрытие газоносных и газоконденсатных пластов в проектной скважине не планируется				

Проектируется испытание пласта J₃(Ю1)

1.3 Зоны возможных осложнений

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

Таблица 3 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	150	осыпи и обвалы стенок скважины	
200	295		
625	2140		
2405	2480		
625	1445	нефтегазоводопроявления	вода
2480	2500		нефть
625	1445	прихватоопасные зоны	при нахождении бурильного инструмента в скважине без движения и нарушение режима промывки
1445	2405		
2405	2480		
2480	2530		
0	150	поглощение бурового раствора	до полного поглощения
420	595		
625	1445		
1445	2140		
2140	2405		
20	150	Прочие возможные осложнения	Разжижение бурового раствора
295	360		Посадки/заклинки КНБК
625	1445		Разжижение бурового раствора
1445	2560		Посадки/затяжки бурильной колонны при СПО

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин

Согласно геологическим данным, тип коллектора порово-трещиновато-каверновый (по фильтрационной характеристике относится к коллекторам пористого или трещинного типа, характеризуется чередованием устойчивых и неустойчивых пород, водо– и нефтемещающих пропластков с разными пластовыми давлениями).

Следовательно, необходима конструкция забоя закрытого типа, в которой продуктивный объект перекрывается сплошной колонной с обязательным цементированием, т.к. пласт представлен неустойчивыми и скважина является разведочной.

2.2.1 Совмещенный график давлений

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений.

Согласно совмещенному графику давлений, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. График совмещенных давлений представлен на рисунке 1.

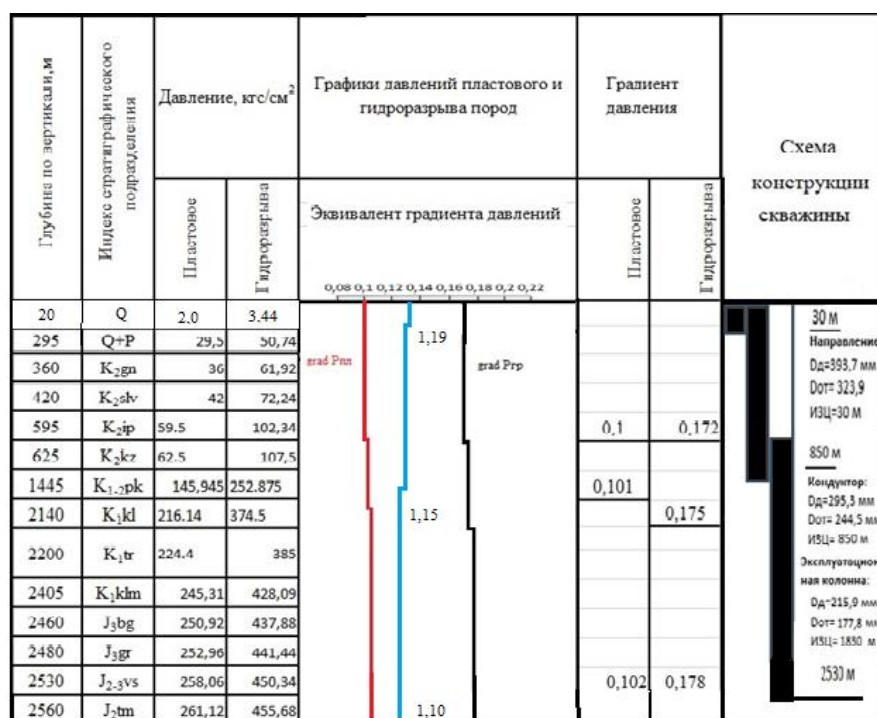


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины. Традиционно рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. В данном случае спустим направление до глубины 30м, перекрыв таким образом четвертичные отложения на 10м. Глубина спуска кондуктора определяется согласно ПБНГП до глубины, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов в нашем случае минимальная глубина спуска кондуктора 850м.

Эксплуатационная колонна с учетом выбранной конструкции забоя спускается до глубины 2530м (с учетом интервала под ЗУМППФ).

2.2.3 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление: интервал цементирования 0–30м;
2. Кондуктор: интервал цементирования 0–850м;

3. Эксплуатационная колонна: интервал цементирования 700–2530 м (цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту 150 м для нефтяной скважины).

2.2.4 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

По условия геологического задания диаметр эксплуатационной колонны принимаем равным $D_{\text{экс}} = 178$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.2.5 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{\text{оп}}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле 1:

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

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

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

$P_{\text{МУ}}$ – максимальное давление на устье, которое для нефтяного пласта рассчитывается по формуле 2:

$$P_{\text{МУ}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 8,02 \text{ МПа}, (2)$$

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

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³;

Т.к. в разрезе присутствуют только нефтяные пласты, за $P_{\text{МУ}}$ принимаем полученные значение (для нефтяного пласта). В таком случае давление опрессовки составит 9,7 МПа.

Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКК1-14-178x245 К1**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5–230/80x35**.

2.3 Углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

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

Интервал направления будет буриться шарошечным долотом роторным способом, учитывая что интервал сложен из категории мягких пород и небольшую глубину интервала, будет не целесообразно использовать забойный двигатель поэтому выбираем роторный способ бурения. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну сложен мягкими и средней твердости и твердыми малоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться PDC долото совместно с винтовым забойным двигателем, что обеспечит нам требуемую линейную скорость на периферии долота и успешную проводку скважины с высокими технико-экономическими показателями.

Исходя из рассмотренных выше факторов можно сделать вывод о выборе способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–30	Направление	Роторный
0–850	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
850–2530	Эксплуатационная колонна	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими, средними и твёрдыми породами низкой и средней абразивности. Выбор данных

долот позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Б.

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 3 и 4 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результат занесен в таблицу 6.

$$G_1 = \frac{\alpha P_{ш} F}{10^3}, \quad (3)$$

где α – коэффициент забойных условий;

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

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

$$F = 0,03 D_{с} k T, \quad (4)$$

где kT – число зубцов на рабочей поверхности;

$D_{с}$ – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5– Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–850	850–2530
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}$, кг/см ²	100	103	420
$D_{д}$, см	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1

Продолжение таблицы 5

Интервал	0–30	30–850	850-2530
δ, см	1,5	1,5	1,5
q, кН/мм	0,2	0,2	0,4
G _{пред} , кН	274,4	166,6	137,2
Интервал	0-30	30-850	850-2530
Результаты проектирования			
G ₁ , кН	2,9	12,9	36
G ₂ , кН	79	59	86
G ₃ , кН	220	133	110
G _{проект} , кН	79	59	86

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка G₂, так как расчетное значение не превышает допустимую нагрузку и выполняет требование обеспечения требуемой скорости проходки, осевая нагрузка G₁ будет недостаточна для обеспечения требуемой проходки. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки, соответственно данной методике.

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Расчет частоты вращения долот произведен по формуле 5 с использованием программного обеспечения Microsoft Excel и результаты расчета приведены в таблице 6.

$$n_1 = 19,1 \frac{V_{\text{л}}}{D_{\text{д}}}, \quad (5)$$

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

D_д – диаметр долота, м.

Таблица 6 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал	0–30	30–850	850-2530
Исходные данные			
V _л , м/с	2,8	2	2
D _д	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
τ, мс	6	6	5
z	24	–	–
α	0,8	0,8	0,5
Результаты проектирования			
n ₁ , об/мин	135	129	176
n ₂ , об/мин	271	–	–
n ₃ , об/мин	657	–	–
n _{проект} , об/мин	60	129	176

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. Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1 , n_2 , n_3 первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 . Учитывая что для интервала под направление применяется роторный способ бурения, частота вращения выбирается из технических характеристик ротора. В данном случае для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{\text{проект}}$ применяются такими.

2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Результат проектирования параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлен в таблице 7.

Таблица 7 - Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-850	850-2530
Исходные данные				
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G_{oc} , кН		79	59	150
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236-265	172,72
M_p , Н*м		4044	2330	4219
M_o , Н*м		196,9	147,65	108
$M_{уд}$, Н*м/кН		48,7	37	27,41

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ДР–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-172. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и

прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям

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

Таблица 8– Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДР-240	30-850	240	6,917	1875	37–75	85–150	9–12	60–140
ДГР-172	850-2530	178	8,29	1225	20-40	85-180	10-15	60–200

2.3.6. Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9–Расчет параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-850	850-2530
Исходные данные			
Дд, м	0,3937	0,2953	0,2159
К	0,65	0,6	0,5
Кк	1,3	1,3	1,2
V _{кр} , м/с	0,15	0,15	0,13
V _м , м/с	0,011	0,008	0,005
д _{бт} , м	0,127	0,127	0,127
д _{мах} , м	0,393	0,295	0,215
д _{нмах} , м	0,015	0,0127	0,019
п	3	10	5
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,5

Продолжение таблицы 9

Интервал	0-30	30-850	850-2530
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_{р}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
$\rho_{р}$, г/см ³	1,19	1,15	1,10

Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	48	40	11
Q_2 , л/с	53	52	31
Q_3 , л/с	195	75	82
Q_4 , л/с	51	46	16
Q_5 , л/с	42	47	19,6
Q_6 , л/с	-	37-75	20-40
$\rho_{п}$, г/см ³	2,0	2,25	2,3

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше Q_3 , но больше большего из значений Q_1 , Q_2 , Q_4 , Q_5 и Q_6 , или равно ему. Следует, что желательным условием является нахождение плотности жидкости в рекомендуемом интервале расхода забойного двигателя.

Если применяется способ бурения с использованием забойных двигателей, то частота вращения долота и тип двигателя зависит от расхода промывочной жидкости. Следовательно, необходимо определить минимальный расход, обеспечивающий необходимый момент для разрушения горных пород.

Полученные крутящие моменты должны превышать необходимые для разрушения горной породы, следовательно, выбранные ранее гидравлические забойные двигатели могут использоваться при сооружении данной скважины.

Исходя из того, что расчетные значения расхода бурового раствора для направления близки к значениям максимального расхода буровых насосов принимаем значение максимального расхода буровых насосов, что должно обеспечить удовлетворительную очистку ствола скважины от выбуренной породы.

Для бурения интервала под кондуктор и эксплуатационную колонну принимаем максимальный расход буровых насосов, т.к расчетные значения расхода бурового раствора схожи с максимальным расходом буровых насосов и выполняют все требования. Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора представлено в таблице 10.

В качестве насоса примем УНБ–600. Для бурения интервалов под направление и кондуктор примем диаметр поршня–170мм. Число двойных ходов насоса при бурении под направление–125, $Q=55$ л/с, работают два насоса. Под эксплуатационную колонну примем диаметр поршня –130мм. Число двойных ходов насоса–125, $Q=33,49$ л/с, работают два насоса. При отборе керна число двойных ходов–65, $Q=19,8$ л/с, работает один насос.

Таблица 10–Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–30	30–850	850–2530
Исходный данные			
Q1, л/с	48	40	11
Q2, л/с	53	52	31
Q3, л/с	195	75	82
Q4, л/с	51	46	16
Q5, л/с	42	47	19,6
Q6, л/с	-	37-75	20-40
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	53-195	52-75	31-82
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q, л/с	55	55	33
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
Q _{тн} , л/с	–	56	32
ρ_1 , кг/м ³	–	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	–	1150	1100

2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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

Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении В.

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

Интервал под направление

Бурение интервала 0–30 м под направления производится бентонитовым буровым раствором с достаточной вязкостью и умеренной водоотдачей, т.к. верхняя часть разреза скважины представлена слабосцементированными песками и глинами. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 60–80 сек.

Интервал под кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбурываемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола.

Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить ингибирующий буровой раствор.

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении интервала под эксплуатационную колонну, сложенного набухающими глинами, следует использовать биополимерный буровой раствор в целях предупреждения нарушения устойчивости стенок скважины, приводящих к росту затяжек и посадок при СПО.

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-газо-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты. Данные проблемы решаются с использованием *KCL/полимерного* раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимую мраморную крошку.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения приведены в таблице 11. В таблице 12 представлен компонентный состав бурового раствора. Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов представленных в приложении 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 приложении Г.

Таблица 11 – 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,	Водо- отдач а, см ³ /30 мин	рН	содер- жание песка, %
Бенто- нитовый	0	30	1,19	60-80	-	-	-	≤10	-	≤2
Ингибирующ ий	30	850	1,15	33-45	10-25	40-96	19-38/ 28-76	≤5	8-10	≤1
Биополимерн ый	850	2530	1,10	40-55	10-25	24-96	10-48/ 20-120	≤6	8-10	≤1

Таблица 12 – Компонентный состав бурового раствора

Тип раствора	Интервал по стволу, м		Компонентный состав бурового раствора
	от	до	
Бентонитовый	0	30	Вода техническая, Глинопорошок, Каустическая сода, Барит, Смазочная добавка..
Ингибирующий	30	850	Вода техническая, Каустическая сода, Кальцинированная сода, МЕХ-BOR, МЕХ-CAP, МЕХ-CAP HV, МЕХ-PAN, SAAP, Барит.
Биополимерный	850	2530	Вода техническая, Каустическая сода, Кальцинированная сода, МЕХ-GL LUBE, МЕХ-GUM S, МЕХ-PAC HV, МЕХ-PAC LV, Известь, Бикарбонат Натрия, KCL, Карбонат кальция(мел).

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

В таблице 13 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 13 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2480–2500	БИТ 215,9/100 В 12122 Кернотборный снаряд СК-178/100 БИТ	6	80	19,8

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1100
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1400	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1800
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	738	глубина скважины, м	2530
высота столба буферной жидкости h_1 , м	700	высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	150
высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	динамический уровень скважины h_0 , м	1748

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

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

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

Эпюра наружных избыточных давлений на рисунке 2.

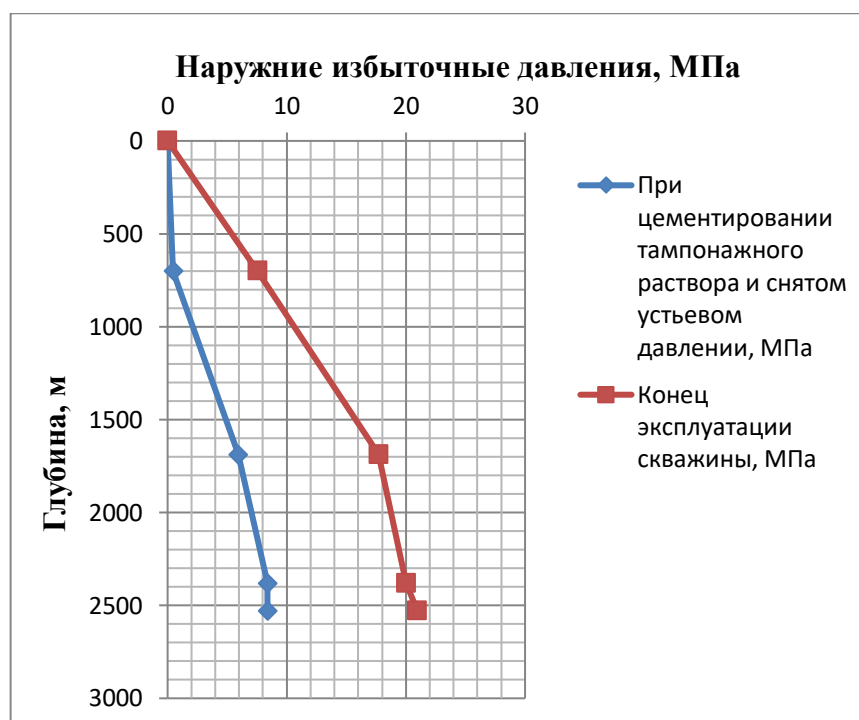


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных давлений проводятся для двух случаев: при цементировании в конце продавки раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения, и при опрессовке колонны с целью проверки ее герметичности.

На рисунке 3 изображена эпюра внутренних избыточных давлений.



Рисунок 3 – Эпюра внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 15 представлены рассчитанные характеристика обсадных

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	30	68,5	2,1	2,1	0–30
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	850	48,2	41	41	0-850
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,4	100	43,7	4370	88370	2430–2530
2	ОТТМ	Д	8,1	2430	34,6	84		0–2430

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

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

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, (6)$$

где $P_{гскп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гдкп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$$\begin{aligned} P_{гр} &= 44,2 \text{ МПа} \\ 33,27 + 0,25 &\leq 0,95 * 44,2 \\ 33,52 &\leq 42,06 \end{aligned}$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 16 представлены объёмы буферной и продавочной жидкости.

Таблица 16 – Объём тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	3,55	1100	-	МБП-СМ / МБП-МВ	39,98 / 62,19
Продавочная жидкость	71,33	1000	-	-	-
Облегченный тампонажный раствор	56,51	1400	47,61	ПЦТ-III-О64-100	36738
				НТФ	13,07
Тампонажный раствор нормальной плотности	17,99	1800	11,85	ПЦТ - II – 150	22396
				НТФ	6,09

2.4.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементирующего агрегата по формуле:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,9$$

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

$$P_{ца} \geq 24,9$$

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

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

$$m = G_{сyx} / G_b$$

Для цемента нормальной плотности

$$m = 22,396 / 13 = 1,72$$

Для облегченного

$$m = 36,738 / 10 = 3,67$$

На рисунке 4 представлена схема обвязки цементирующей техники

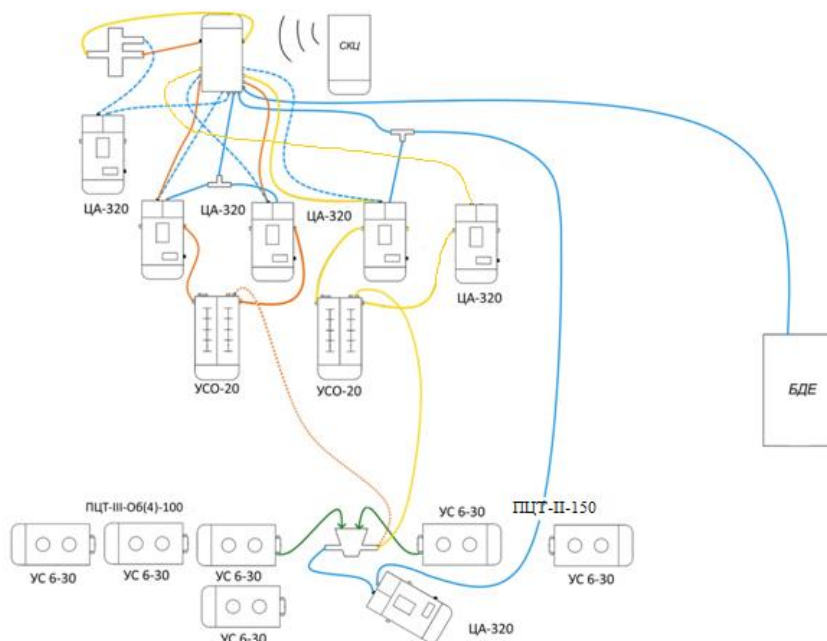


Рисунок 4–Схема обвязки цементировочной техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки.

1. Блок манифольда
2. Цементировачный агрегат ЦА-320
3. Осреднительная емкость УСО-20
4. Цементосмесительная машина типа УС 6-30
5. Подводящая водяная линия
6. Станция СКЦ
7. Устье скважины
8. БДЕ
9. Гидроворонка

2.4.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Таблица 17—Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 178 мм	БКМ-178	2529,7	2530	1	1
	ЦКОД-178	2519	2519,3	1	1
	ЦПЦ 178/216	0	850	22	58
		850	2480	31	
		2480	2530	5	
	ЦТ 178/216	850	1445	30	36
		1445	2460	0	
		2460	2480	1	
	ЦТ 178/216	2480	2530	5	
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	849,6	850	1	1
	ЦКОД-245	839,2	839,6	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	30	1	23
	ЦПЦ 245/295	30	850	22	
	ПРП-Ц-245	838,9	839,2	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324	29,6	30	1	1
	ЦКОД-324	19,2	19,6	1	1
	ЦЦ-324	0	30	4	4
	ПРП-Ц-324	18,8	19,2	1	1

2.4.5 Проектирование процесса испытания и освоения скважины

2.4.5.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

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 20 м, глубина 2480-2500м.

Основные технические характеристики перфорационных систем однократного применения Скорпион 102 представлены в таблице 18.

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором Скорпион 102 потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из 4-х секций по 5 м.

Таблица 18–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
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).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 19.

Таблица 19–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

Таблица 20–Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	86,2	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	2,3
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	88,3	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,26
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	114,8	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,74
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.			

Характеристика БУ–3000 ЭУК–1М приведена в таблице 21.

Таблица 21–Характеристика буровой установки БУ – 3000 ЭУК–1М

Наименование параметров	
1	2
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000 – 3200
Наибольшая оснастка талевой системы	5 x 6
Диаметр талевых канатов, мм	28, 32
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1 – 0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт	550 – 670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

3 РОТОРНЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ GEO-PILOT

В настоящее время для проводки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин.

Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ($\pm 0,1^\circ$) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в пространстве протяженностью до 13 км непрерывными рейсами, протяженность которых может составлять более 1000 м.

Основные конструктивные особенности и принцип работы роторных управляемых систем Geo-Pilot рассмотрены в приложении Е.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»

ООО «РН-Юганскнефтегаз» - крупнейшее нефтегазодобывающее предприятие государственной нефтяной компании «Роснефть». Основным видом деятельности предприятия является геологоразведка, разработка и эксплуатация месторождений углеводородов. ООО «РН-Юганскнефтегаз» разрабатывает 28 месторождений в Западной Сибири в Ханты-Мансийском АО. На предприятии особое внимание уделяется сокращению энергозатрат на извлечение нефти. Активно внедряются передовые технологии, устанавливается современное оборудование, начата реализация проекта «Энергоэффективное месторождение», что обеспечит четкий контроль за энергопотреблением. Доказанные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1,6 млрд. тонн. За 2012 год было 13% всей нефтедобычи России.

4.1.1 Организационная структура управления предприятием

На рисунке 5 представлена организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз».

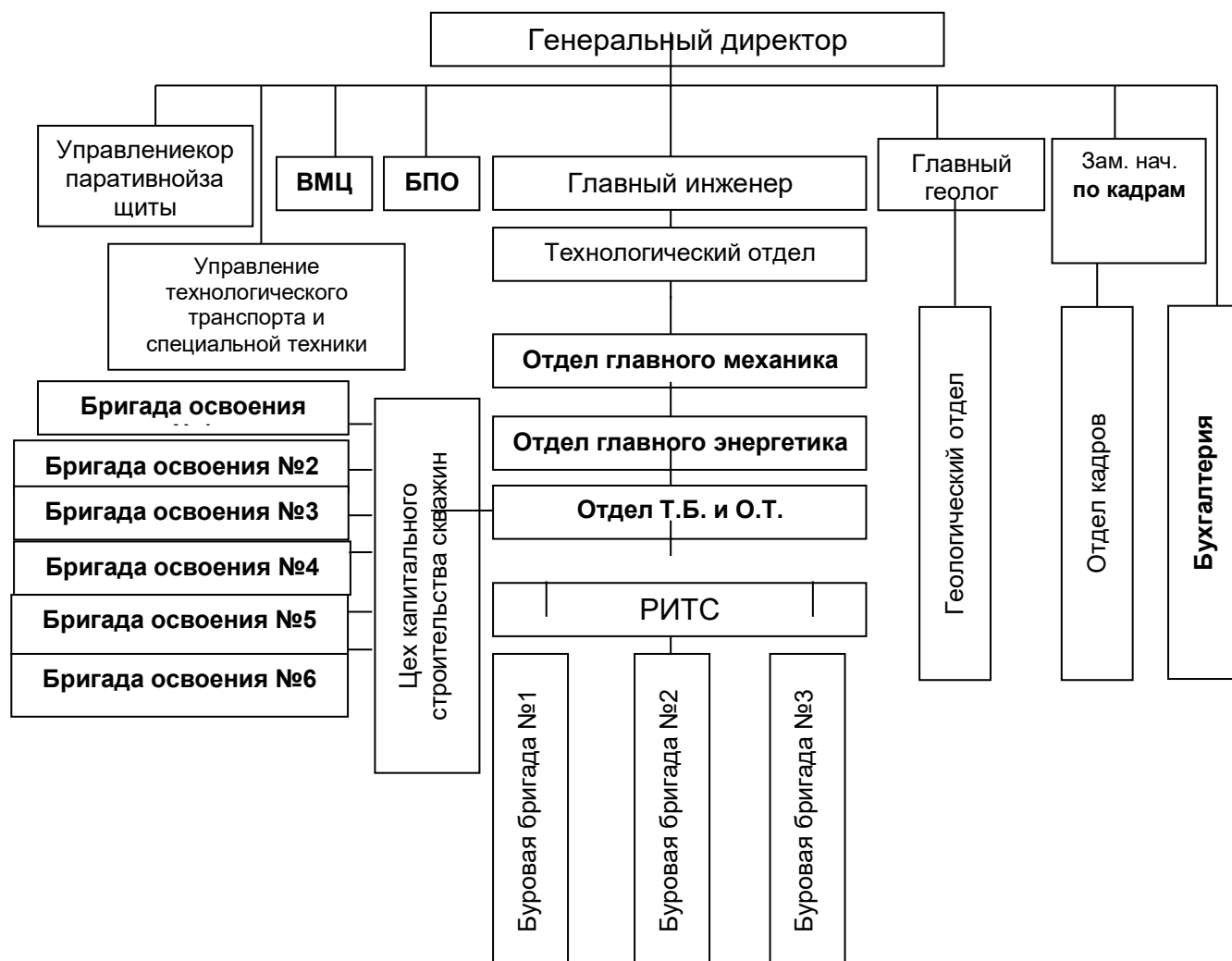


Рисунок 5— Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»

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. Предоставленные исходные данные приведены в таблице 22

Таблица 22 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	2530
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины	
- направление	d 324 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 850 м
- эксплуатационная	d 177,8 мм на глубину 2530 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
тип- количество, шт.	УНБ-600-2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	55
- в интервале 30-850м	55
- в интервале 850-2530м	33
- в интервале 2480-2500м(отбор керна)	19,8
Утяжеленные бурильные трубы:	
- в интервале 30-850м	УБТ УБТ203х100 -32,3 м
- в интервале 850-2530м	УБТ УБТ178х90-48 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-740 м	ДГР-240М.7/8.41
- в интервале 740-2620 м	ДГР-178 М 7/8.37
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-30 м	ТБПК 127х9
- в интервале 30-850 м	ТБПК 127х9
- в интервале 850-2530 м	ТБПК 127х9
- в интервале 2480-2500м(отбор керна)	ТБПК 127х9

Продолжение таблицы 22

Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-30 м	БИТ 393,7 М-ЦВ
- в интервале 30-850 м	БИТ 295,3 ВТ 519
- в интервале 850-2530 м	БИТ 215,9 ВТ 613
- в интервале 2480-2500м (отбор керна)	БИТ 215,9/100 В 12122

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 по Тюменской области представлены в таблице 23.

Таблица 23 - Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области.

Интервалы бурения	Интервалы, м		Количество метров в интервале	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	От	До			
1	0	30	30	0,026	600
2	30	850	820	0,032	5000
3	850	2530	1680	0,036	6000
4	2480	2500	20	0,065	700

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

$$N = T \cdot H$$

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

H -количество метров в интервале, м.

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,026	0,78
820	0,032	26,24
1680	0,036	60,48
20	0,065	1,3
Итого		88,8

Далее производится расчет нормативного количества долот n .

Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/\Pi$$

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

Результаты расчета нормативного количества долот приведены в таблице 25

Таблица 25 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
30	490	0,06
820	5000	0,16
1680	6000	0,28
20	700	0,028
Итого на скважину		0,528

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 ТСПО, с составляют на 1 метр

проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{cno} = \Pi * n_{cno}$$

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

Π – длина интервала, м

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

4.2.3 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 мин. Нормативное время составит:

Направление: $4 \cdot 1 = 4$ мин;

Кондуктор: $23 \cdot 1 = 23$ мин;

Эксплуатационная колонна: $58 \cdot 1 = 58$ мин;

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 выше норм времени. Принимаем время ОЗЦ:

Направление 3-4 ч,

Кондуктора-16 ч,

Эксплуатационной колонны-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:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб два цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;

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

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

Отворот долота-7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n -длина цементной пробки, м.

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м Ведущей трубы (16 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб по формуле:

$$L_T = L_c - L_n$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{секции.}} = N \cdot 2 + 5$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma=6,16+72,8+2*(7+17+42)=210,96 \text{ мин}=3,5 \text{ ч.}$$

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. 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 244,106 часов или 10,17 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$244,106 \cdot 0,066=16,11 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$244,106+16,11=260,216 \text{ ч}=10,8 \text{ суток.}$$

Нормативная карта разведочной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область) представлена в приложение Ж.

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 26.

Таблица 26– 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 нефтяном месторождении приведен в таблице 27[34,39].

Условные обозначения к таблице 27:



Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);



Буровая бригада (бурение);



Бригада испытания.

Таблица 27– Линейно-календарный график работ

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

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле:

$$T_{пр} = T_n \cdot k$$

где T_n ,-проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k -поправочный коэффициент

$$K = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

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

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

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление;	0,78	1,264	0,05
кондуктор;	26,24	37,88	1,57
эксплуатационная колонна.	60,48	92,93	3,87
отбор керна	1,3	4,04	0,16
Крепление:			
направление;	2,48	3	0,125
кондуктор;	6,56	7,63	0,317
эксплуатационная колонна.	12,1	13,5	0,56
Итого.	109,94	160,44	6,652

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложения Ж.

4.5 Расчет технико-экономических показателей

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

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

$$VM = H/TM$$

где H -глубина скважины, м;

TM - время механического бурения, ч.

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

$$Vp = H/(TM + T_{сно})$$

где $T_{сно}$ -время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость VK , м/ч по формуле:

$$VK = (H \cdot 720)/TH$$

где TH -нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото hd , м по формуле:

$$hd = H/n$$

где n -количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины: по формуле:

$$Cclm = (Ccm - Пн)/H \quad (21)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 29

Таблица 29 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2530
Продолжительность бурения, сут.	6,652
Механическая скорость, м/ч	15,84
Рейсовая скорость, м/ч	12,01
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	11410
Проходка на долото, м	843,33
Стоимость одного метра	62618

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данным проектом предусматривается строительство разведочной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении Тюменской области. 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.

Производственная безопасность

Охрана труда занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины.

5.1 Профессиональная социальная ответственность

Охрана труда занимает особое место в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 30 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины.

Таблица 30—Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

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

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

Рекомендации по улучшению и оздоровлению условий труда.

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

п.7 Приложение к приказу Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от «9» декабря 2009 г. № 970н. Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [16] С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р

12.4.236–2011 [18]. Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218-99[19], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

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

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [20].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ: метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³, нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³, ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

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

Повышенный уровень вибрации

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

Повышенный уровень шума

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные

установки – 75 лк, полати верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17]. 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 противэнцефалитным прививкам.

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

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее: проводить первичный инструктаж при приеме на работу, проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности, вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов. Во время работы, весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам: "Типовые отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды", утвержденных приказом Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [21], проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях: при прикосновении к токоведущим

частям, при однофазном (однополюсном) прикосновении незащищенного от земли человека к незащищенным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

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

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

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

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

5.2 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической

обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Влияние на атмосферу

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

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

Влияние на гидросферу

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

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

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества

почвы необходимо: использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву, сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

В процессе строительства скважины возможны возникновения различного вида чрезвычайные ситуации. Это могут быть открытые нефтяные фонтаны, а также взрывы и пожары. Данные факторы приводят к выводу из строя оборудования, нанесение огромного ущерба природной среде.

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

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 31.

Таблица 31 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 МРОТ, ЧС в пределах территории объекта)	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы
	Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог	Локальный (в пределах буровой вышки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, травмирование персонала, летальный исход
ГНВП	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов, , выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; Внешнее: нарушение Технологии производства	Локальный (в пределах кустовой площадки)	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, травмирование персонала,

	работ		летальный исход
--	-------	--	-----------------

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [11]. Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12]. Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений"[13].

Проведение инструктажа по правилам пожарной безопасности перед допуском лиц в производственные помещения и на промышленные объекты.

На случай возникновения пожара в производственных, административных, общественных и других зданиях и помещениях должна

быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей, оказание первой медицинской помощи пострадавшим, вызов пожарной службы.

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Профессия буровика входит в список потенциально опасных с точки зрения вероятности возникновения профессиональных заболеваний. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Поэтому системный анализ опасных и вредных факторов, а также разработка методов

оптимизации рабочего процесса являются актуальными проблемами для улучшения условий труда работников буровых бригад.

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были спроектированы и применены технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 2530 метров на нефтяном месторождении в Тюменской области.

Взяв во внимание все особенности геологического разреза района где будут проводится работы, зоны всех возможных осложнений в процессе бурения, была разработана и обоснована конструкция скважины, способы бурения. Выбран породоразрушающий инструмент для каждого интервала, КНБК, глубины спуска и количество обсадных колонн, интервалы цементирования их. Выбраны и обоснованы компонентные составы для промывочной жидкости, гидравлическая программа промывки.

В специальной части проекта подробно рассмотрено применение роторных управляемых систем (РУС) Geo-Pilot при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Изучены вопросы о безопасности жизнедеятельности, приведены рекомендации по безопасности в рабочей зоне, экологии, и.т.д.

В экономической части представлена структура предприятия, расчет нормативного времени и сметный расчет на строительство скважины на нефтяном месторождении Тюменской области.

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., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 512 с.
14. Учебное пособие / 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 «НедраБизнесцентр», 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 2006г.
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, 2018г.

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

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

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, 2018г.

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

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	20	четвертичные отложения	Q	1,3
20	150	Некрасовская серия	P ₃ nk	1,3
150	200	Чеганская свита	P ₃ chn	1,3
200	275	Люлинворская свита	P ₂ II	1,3
275	295	Талицкая свита	P ₁ t ₁	1,3
295	360	Ганькинская свита	K ₂ gn	1,3
360	420	Славгородская свита	K ₂ slv	1,3
420	595	Ипатовская свита	K ₂ ip	1,3
595	625	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1,3
625	1445	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1,3
1445	2140	Киялинская свита	K ₁ al	1,2
2140	2200	Тарская свита	K ₁ tr	1,2
2200	2405	Куломзинская свита	K ₁ klm	1,2
2405	2460	Баженовская свита	J ₃ bg	1,1
2460	2480	Георгиевская свита	J ₃ gr	1,4
2480	2530	Васюганская свита	J ₂₋₃ vs	1,1
2530	2560	Тюменская свита	J ₂ tm	1,1

Таблица А.2 –Прогноз литологической характеристики 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	6
Q	0	20	Почвенно-растительной слой, глины и суглинки, желтовато-серые пески и супеси.
P _{3nk}	20	150	Пески светло-серые, мелкозернистые, с подчиненными прослоями глин темно-серых,зеленовато-серых
P _{3chn}	150	200	Глины серые, плотные, с пропластками и линзами бурых углей, светло-серые пески.
P _{2II}	200	275	Глины зеленовато-серые, опоковидные, алевроистые с тонкими прослоями песчаников.
P _{1t1}	275	295	Глины серые , с прослоями алевролитов и песчаников.
K _{2gn}	295	360	Глины серые и зеленовато-серые, известковистые с прослоями мергелей , песчаников и алевролитов.
K _{2slv}	360	420	Глины серые, зеленовато-серые, плотные, иногда алевролитовые или опоковидные
K _{2ip}	420	595	Песчаники глауконито-кварцевые с резко подчиненными прослоями алевролитов и глин
K _{2kz}	595	625	Глины темно-серые с редкими линзочками песка.
K _{1-2pk}	625	1445	Неравномерное переслаивание глин, песчаников и алевроли- тов. Глины серые, темно-серые, слюдистые с гнездами песка. Алевролиты серые, слюдистые, слабоупрочненные. Песчаники серые, желто-серые, разнозернистые.
K _{1al}	1445	2140	Глины пестроцветные , бурые, плотные с прослоями песча- ников и алевролитов серых, слюдистых, разнозернистых.
K _{1tr}	2140	2200	Песчаники серые, мелкозернистые, кварц-полевошпатовые, слюдистые, известковистые, крепкосцементированные, с про- слоями алевролитов серых до темно-серых, крепких и аргиллитов темно-серых, плотных, слюдистых.
K _{1klm}	2200	2405	Аргиллиты темно-серые, слоистые и массивные, плотные с растительными остатками; песчаники и алевролиты серые,мелкозернистые, известковистые.
J _{3bg}	2405	2460	Аргиллиты темно-серые, битуминозные , слоистые с ихтио-детритом.
J _{3gr}	2460	2480	Темно-серые, морского происхождения битуминозные аргиллиты.

Продолжение таблицы А.2

J ₂₋₃ vs	2480	2530	Аргиллиты серые и темно-серые, слоистые с тонкими прослойками и линзами песчаников и алевролитов серых, мас- сивных и слоистых, мелкозернистых, полимиктовых и кварцполевошпатовых, известковистых, крепкоцементированных.
J ₂ tm	2530	2560	Аргиллиты темно-серые, с прослоями алевролитов серых и светло-серых и мелкозернистых песчаников.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	пески глина	2,0 1,9	25-30 30	2500 0	10 80	0 0	0 10	1 2	10 4	мягкие мягкие
P ₃ nk	20	150	пески глина	1,9 2,1	30 30	1000 0	20 95	0 0	0 10	1 2	10 4	мягкие мягкие
P ₃ chn	150	200	пески глина	1,9 2,1	30 30	1000 0	20 95	5 0	0 10	1 2	10 4	мягкие мягкие
P ₂ II	200	275	глина	2,2	20	0	100	0	10	4	4	мягкие
P ₁ t ₁	275	295	глина песчаник	2,2 2,1	30 22	0 30	95 10	0 3	10 30	5 2	10 10	мягкие
K ₂ gn	295	360	глина алевролит	2,3 2,1	25 20	0 50	95 10	0 3	30 10	3 2	4 10	мягкие мягкие
K ₂ slv	360	420	глина	2,3	25	0	100	0	15	3	4	мягкие
K ₂ ip	420	595	глина песчаник	2,3 2,1	20 22	0 30	95 10	0 3	10 30	3 2	4 10	мягкие мягкие
K ₂ kz	595	625	глина	2,3	25	0	95	5	10	4	4	мягкие
K ₁₋₂ pk	625	1445	глина песчаник алевролит	2,4 2,1 2,1	20 22 20	0 30 50	95 10 10	0 3 3	20 30 20	3 2 2	4 10 10	мягкие мягкие средней твердости

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K _{1al}	1445	2140	глина песчаник алевролит	2,4 2,0 2,2	14 22 20	0 10-30 10	95 10 15	5 3 10	20 25 25	3,5 3,5 3,5	3 10 10	средней твердости средней твердости средней твердости
K _{1tr}	2140	2200	глина песчаник алевролит	2,2 2,1 2,3	19 20 16	0 20-50 10-15	95 10-20 20-30	5-10 10 10	25 20 25	3,5 3 3	4 4 6	средней твердости средней твердости средней твердости
K _{1klm}	2200	2405	песчаники аргиллиты алевролиты	2,3 2,4 2,3	10 5 15	9-300 0 10-15	25 90 20-30	0 0 5	70 40 30	3 2 3	6 4 6	средней твердости средней твердости средней твердости
J _{3bg}	2405	2460	аргиллиты	2,4	5	5	90	0	10	1,5	10	средней твердости твердая
J _{3gr}	2460	2480	аргиллиты	2,4	5	5	90	0	10	1,5	10	средней твердости твердая
J _{2-3vs}	2480	2530	аргиллиты песчаник алевролит	2,4 2,3 2,3	5 15 16	0 50 0	90 20 30	5 5 5	80 65 40	3 3 3	4 10 6	твердая твердая твердая
J _{2tm}	2530	2560	аргиллиты песчаник алевролит	2,4 2,3 2,3	15 10 5	0 5-20 5	90 20 30	1 3 0	100 70 40	1,5 1,5 2	4 10 6	твердая твердая твердая

Приложение Б

Таблица Б.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–30	30–850	850–2530
Шифр долота		БИТ 393,7 М–ЦВ	БИТ 295,3 ВТ–519	БИТ 215,9– ВТ–613
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117
	API	7 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	4 ¹ / ₂ reg
Длина, м		0,41	0,32	0,27
Масса, кг		150	75	44
G, тс	Рекомендуемая	14–28	5–17	4–14
	Предельная	–	–	40
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	120–300	60–400
	Предельная	–	–	–

Таблица Б.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–30	30–850	850–2530
Шифр калибратора		КЛС 393,7	КЛС 285	5КС 190
Тип калибратора		Лопастной со спиральными лопастями	Лопастной со спиральными лопастями	Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	285	190
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117
	API	7 ⁵ / ₈ reg	6 ⁵ / ₈ reg	4 ½ reg
Длина, м		1,270	0,500	0,39
Масса, кг		450	160,0	96,0

Приложение В

Таблица В.1 – Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–30м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-30м)							
1	БИТ 393,7 М–ЦВ	0,41	393,7	-			0,150
					3-177	Ниппель	
2	Переводник Н171хМ177	0,39	219	76	3-177	Муфта	0,636
					3-171	Муфта	
3	Калибратор КЛС 390-393	1,27	203	80	3-171	Ниппель	0,824
					3-171	Муфта	
4	Переводник М152хН171	0,52	203	76	3-171	Ниппель	0,3
					3-152	Муфта	
5	Переводник М152хН152	0,52	127	78	3-152	Ниппель	0,3
					3-152	Муфта	
6	УБТ 203х100-Д	8,30	203	100	3-152	Ниппель	1,6
					3-152	Муфта	
7	Переводник М152хН152	0,52	203	78	3-152	Ниппель	0,3
					3-152	Муфта	
8	УБТ 203х100-Д	8,30	203	100	3-152	Ниппель	1,6
					3-152	Муфта	
9	Переводник М133хН152	0,52	203	78	3-152	Ниппель	0,3
					3-133	Муфта	
10	Бурильная труба ТБПК 127х9	До устья	127	107	3-133	Ниппель	1,047
					3-133	Муфта	
11	Переводник М147хН133	0,40	178	78	3-133	Ниппель	0,059
					3-147	Муфта	
12	КШ-147 М147хН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	0,064
					3-147	Муфта	
13	ТВКП-140 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	0,6
					3-152	Муфта	

Таблица В.2 – Проектирование КНБК для бурение интервала под кондуктор (30–850 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия (верх)	
Бурение под кондуктор (30-850м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 519	0,32	295,3	-			0,075
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор КЛС -285	0,50	285	80	3-152	Муфта	0,1
					3-152	Ниппель	
3	ДГР-240М.7/8.41	9,56	240	-	3-152	Муфта	2,04
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК- 240РС	0,42	202	55	3-152	Ниппель	0,051
					3-152	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240	0,42	202	50	3-152	Ниппель	0,06
					3-152	Муфта	
6	Переводник Н152хМ147	0,52	203	76	3-152	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
7	УБТ 203х100-Д	24	203	100	3-152	Ниппель	4,6
					3-152	Муфта	
8	Калибратор КЛ- 295.3	1,3	295,3	80	3-152	Ниппель	0,082
					3-152	Муфта	
9	Переводник Н152хМ152	0,52	203	76	3-152	Ниппель	0,08
					3-152	Муфта	
10	УБТ 203х100-Д	8,30	203	100	3-152	Ниппель	1,6
					3-152	Муфта	
11	Переводник М-133 Н-152	0,53	181	76	3-152	Ниппель	0,034
					3-133	Муфта	
12	Бурильная труба ТБПК 127х9	773,2	127	107	3-133	Ниппель	24,1
					3-133	Муфта	
13	Переводник М147хН133	0,40	178	78	3-133	Ниппель	0,034
					3-147	Муфта	
14	КШ-147 М147хН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
15	ТВКП-140 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	0,61
					3-152	Муфта	

Таблица В.3 – Проектирование КНБК для бурение интервала под эксплуатационную колонну (850–2530 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диамет р, мм	Внут. диамет р, мм	Резьба (низ)	Тип соединен ия	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединен ия	
Бурение под эксплуатационную колонну (850-2530)							
1	Долото 215,9- ВТ-613	0,3	215,9	-			0,044
					3-117	Ниппель	
2	Калибратор 5КС 190	0,46	190	78	3-117	Муфта	0,1
					3-117	Ниппель	
3	ДГР-172 7/8	8,3	172	-	3-117	Муфта	1,2
					3-147	Муфта	
4	Переводник М-133 Н-147	0,40	178	51	3-147	Ниппель	0,034
					3-133	Муфта	
5	КОБ 155-3-133	0,4	176	-	3-133	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
6	Переводник М-147 Н-133	0,40	178	51	3-133	Ниппель	0,034
					3-147	Муфта	
7	УБТ 178х90-Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,53
					3-147	Муфта	
8	Переводник М- 147 М147	0,40	178	51	3-147	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90-Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,53
					3-147	Муфта	
10	Переводник Н-147 М-133	0,40	178	51	3-147 3-133	Ниппель Муфта	0,034
11	Бурильная труба ТБПК 127х9	2456,5	127	107	3-133	Ниппель	77
					3-133	Муфта	
12	Переводник М147хН133	0,40	178	78	3-133	Ниппель	0,034
					3-147	Муфта	
13	КШ-147 М147хН147	0,40	178	76	3-147	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
14	ТВКП-140 Н 147	16	133	82	3-147	Ниппель	0,61
					3-152	Муфта	

Таблица В.4 – Проектирование КНБК для отбора керна (2480–2500 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина , м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2480-2500м)							
1	БИТ 215,9/100 В 12122	0,3	215,9	50			0,15
					3-117	Ниппель	
2	Кернотборный снаряд СК-178/100 БИТ	5	178	52	3-117	Муфта	0,35
					3-117	Муфта	
	Переводник М-147 Н-117	0,40	172	68	3-117	Ниппель	0,034
					3-147	Муфта	
3	УБТ 178х90-Д	8,5	178	50	3-147	Ниппель	1,23
					3-147	Муфта	
4	Переводник М-133 Н-147	0,40	172	68	3-147	Ниппель	0,034
					3-133	Муфта	
5	Бурильная труба ТБПК 127х9	2469	127	107	3-133	Ниппель	77
					3-133	Муфта	
6	Переводник М147хН133	0,36	178	78	3-133	Ниппель	0,034
					3-147	Муфта	
7	КШ-147 М147хН147	0,36	178	76	3-147	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
8	ТВКП-140 Н 147	16	133	57,2	3-147	Ниппель	0,61
					3-152	Муфта	

Приложение Г

Таблица Г.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2530м.

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	30	30	393,7	—	1,3	4,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =3,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,15
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 14,4
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =18,05
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =3,45
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
30	850	820	295,3	306,9	1,2	75,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =7,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =45,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,1
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =156,8
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =214
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =3,45
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =210,55
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} =37,6

Продолжение Таблицы Г.1

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
850	2530	1680	215,9	228,7	1,2	108,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=10,9$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=52$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=8,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3=223,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=293,7$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}}=0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'}=293,7$

Таблица Г.2 –Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	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		25,0	3,9	1	33,6	2	432,75	18	0	0	470,25	19
Кальцинированная сода		25,0	3,9	1	33,6	2	60,6	3	0	0	98,1	4
Бентонит		900	564	1	0	0	0	0	0	0	564	1
MEX-BOR		25	0	0	477,6	20	0	0	0	0	477,6	20
MEX-CAP		25	0	0	103,3	5	0	0	0	0	103,3	5
MEX-PAC HV		25	0	0	67,3	3	0	0	0	0	67,3	3
MEX-PAN		25	7,9	1	403,6	17	0	0	0	0	411,5	17
SAAP		25	0	0	103,3	5	0	0	0	0	103,3	5
KCL		900	0	0	0	0	30087	34	0	0	30087	34
MEX-GL LUBE		200	186	1	0	0	1294	7	0	0	1480	8
MEX-GUM S		25	0	0	0	0	180,6	8	0	0	180,6	8
MEX-PAC HV		25	0	0	0	0	372,2	15	0	0	372,2	15
MEX-PAC LV		25	0	0	0	0	2259	91	0	0	2259	91
Известь		25	0	0	0	0	60,6	3	0	0	60,6	3
Бикарбонат натрия		25	0	0	0	0	31,7	2	0	0	31,7	2
Мел		1000	0	0	0	0	18573	19	0	0	18573	19
Барит		1000	2588,7	3	27822	28	0	0	0	0	30410	31

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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0.38	0.045	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	103,8	3.0
Под кондуктор									
30	850	БУРЕНИЕ	0.59	0.08	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	6*4,10*6	94,2	4,24
Под эксплуатационную колонну									
850	2530	БУРЕНИЕ	0,74	0,091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	10	85,3	3,79
Отбор керна									
2480	2500	Отбор керна	0,44	0,054	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	5	102,9	3,27

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
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	85	170	247,5	1	125	27,5	55
30	850	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	85	170	247,5	1	125	27,5	55
850	2530	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	85	130	225	1	125	16,75	33,49
2480	2500	Отбор керна	УНБ-600	1	85	140	202,5	1	65	19,8	19,8

Таблица Д.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	30	БУРЕНИЕ	91,6	75,7	0	2,5	0,1	7,2
30	850	БУРЕНИЕ	164,6	60,3	38,0	36,2	3,6	3,6
850	2530	БУРЕНИЕ	174,1	47,3	55,2	19,2	9,2	10
2480	2500	Отбор керна	181,2	68,8	0	8,4	6,1	4,4

Приложение Е

Роторные управляемые системы Geo-pilot

Роторная управляемая система – это современное поколение бурового оборудования, которое предназначено для бурения наклонно-направленных, горизонтальных и многоствольных скважин с экстремально большим отходом от вертикали, точной проводки ствола скважины и вскрытия сложных пластов и пластов с нетрадиционными запасами.

Традиционная технология бурения с управляемыми забойными двигателями имеет недостатки, связанные с требованиями постоянного ориентирования положения отклонителя и кратковременных остановок процесса бурения для замера инклинометрических параметров.

Недостатки управляемых систем бурения с гидравлическими забойными двигателями могут быть значительно сокращены при применении управляемых систем роторного бурения, в котором долото движется по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны.

Преимущества системы Geo-Pilot

Система Geo-Pilot имеет много преимуществ по сравнению с традиционными системами управляемого бурения. Учитывая необходимость бурения скважин с профилями постоянно нарастающей сложности, некоторые скважины становятся просто неэкономичными или непригодными для бурения при использовании традиционной технологии.

1. Система Geo-Pilot является инструментом роторного бурения. Поэтому она не зависит от перемещения горных пород при бурении наклонного ствола скважины. Там, где требуется увеличение досягаемости и бурение горизонтальных скважин, где передача веса на долото является проблемой, управление можно осуществлять более эффективно.

2. Очистка скважины улучшается, так как труба вращается и при искривлении скважины и при прямом бурении. Эквивалентная плотность циркулирующего бурового раствора будет поддерживаться консистентной, а не меняющейся, так как скважина загружается перемещающейся выбуренной

породой, а затем выбуренная порода перемешивается и выгружается в процессе вращения.

3. Качество скважины при использовании долот с выступающими коронками, которые подходят для системы Geo-Pilot, имеют преимущество за счет меньшей микроизвилистости, меньших коэффициентов трения, более простой установки обсадных труб и более крупного максимального прохода муфты через диаметр скважины. В настоящее время система Geo-Pilot является единственным выпускаемым промышленностью роторным управляемым инструментом, в котором используются буры с выступающими коронками.

4. Для бурильной колонны можно использовать более высокую частоту бурения, так как у забойного двигателя нет изгибов, которые ограничивали бы скорость вращения.

5. Вибрация в забое уменьшается за счет использования технологии с бурами, имеющими выступающие коронки, увеличивая надежность инструментов, применяемых для каротажа во время бурения, и системы Geo-Pilot.

6. Есть возможность управлять бурением скважины с намного более высоким уровнем управления благодаря выполнению точных измерений рядом с долотом, и наличие таких свойств, как автоматическое поддержание направления бурения. Есть возможность выполнять непрерывное профилирование.

7. Направление системы Geo-Pilot может программироваться дистанционно или задаваться вручную. Используя управляемую с поверхности программу INSITE, направление системы Geo-Pilot с поверхности можно изменить в считанные минуты.

8. Затраты времени на переориентировку передней поверхности долота, в отличие от традиционного перемещения, исключаются.

Конструкция Geo-Pilot

Геопилот – сложное электромеханическое изделие, которое имеет блоки электроники и ряд высокоточных деталей. Таким образом недопустима работа вне допустимых рабочих параметров как по температуре так и по вибрации.

На рисунке Е.1 представлена конструкция Geo-Pilot.

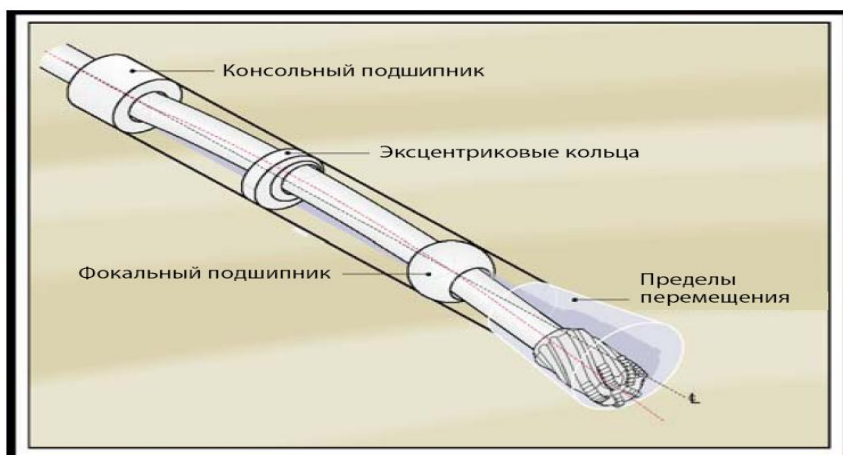


Рисунок Е.1- Конструкция Geo-Pilot

Система Geo-Pilot разработана на основе концепции изгиба вала к точке, соответствующей тому направлению бура, которое выбрано для бурения скважины. Сгибаемый вал работает внутри медленно вращающегося корпуса управления. Опорный стабилизатор с тормозными каретками защищает этот корпус управления от свободного вращения с бурильной колонной и обеспечивает стабильную основу, опираясь на которую инструмент может работать.

Сердцем инструмента является отклоняющее устройство, которое расположено внутри нижней части этого корпуса. Это отклоняющее устройство состоит из двух эксцентриковых колец, которые изгибают вал, который действует внутри инструмента. Верхний консольный подшипник и нижний фокальный подшипник поддерживают секцию вала, которая проходит через это отклоняющее устройство. Если вал отклонен, то консольный подшипник действует как фиксированная точка, не позволяя валу наклоняться над ней. Фокальный подшипник позволяет коробке с долотом на конце этого вала наклоняться в противоположном направлении по отношению к эксцентрикам. Это дает оператору возможность управлять в диапазоне 360° положением

передней поверхность режущего инструмента. Расположив подходящим образом эксцентриковые кольца, можно получить любую величину изгиба от нуля до полного отклонения.

Узел искривления

Привод узла искривления гидромеханический (искривляющие штоки «Ramps» – красный и синий – перемещаются гидропоршнями под действием давления масла с масляного гидронасоса, который работает от вращения инструмента, приведены на рисунке Е.2). Без вращения инструмента изменение искривления невозможно без вращения в ГР не работает маслоснасос, а значит нет энергии для перемещения искривляющих штоков.

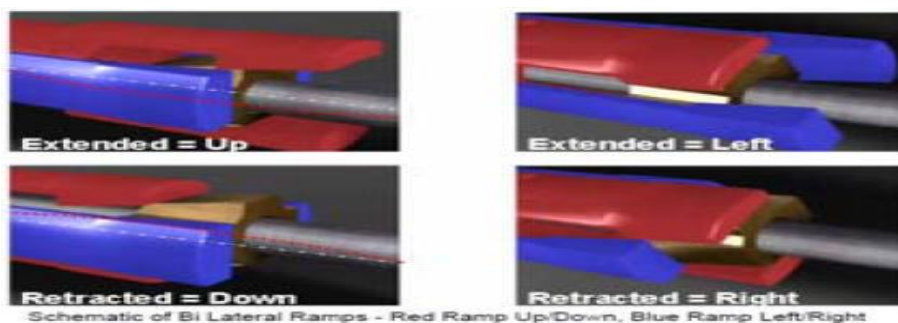


Рисунок Е.2 Перемещение гидропоршней привода узла искривления

Конструкция маслоснасоса

Конструкция маслоснасоса представлена на рисунке слева. Вращение ротора буровой и соответственно вращение бурового инструмента передается на вал геопилота и приводит к вращению «скошенной» муфты маслоснасоса. Шесть штоков маслоснасоса вследствие вращения «скошенной» муфты совершают поступательные движения, прокачивая масло через клапаны в корпусе маслоснасоса в камеру высокого давления. Давление масла создаваемое маслоснасосом в конечном счете и используется для перемещения искривляющих штоков геопилота. Конструкция маслоснасоса представлена на рисунке Е.3



Рисунок Е.3 Конструкция маслонасоса

Принцип работы GP

Направленное бурение при вращении ротора обеспечивается в Геопилоте благодаря гибкому валу который изгибается эксцентричными кольцами внутри корпуса геопилота. При этом используется вариант «roin thebit». Для предотвращения вращения самого корпуса геопилота относительно ствола скважины на его поверхности имеются несколько острых металлических роликов которые врезаются в стенки скважины и препятствуют вращению, при этом позволяя инструменту относительно свободно двигаться вверх и вниз. Чтобы управлять передней поверхностью режущего инструмента, система Geo-Pilot использует трехосевой стек измерителя ускорений, расположенный внутри инклинометра, встроенного в долото (ИВД). ИВД отслеживает положение передней поверхности режущего инструмента системы Geo-Pilot относительно верхней стороны скважины. Программное обеспечение для забойной зоны внутри системы Geo-Pilot управляет относительным положением корпуса, а также положением эксцентриковых колец относительно той же верхней стороны, и таким образом управляет инструментом. Если система Geo-Pilot считает, что либо передняя поверхность режущего инструмента, либо процент отклонения сместились в сторону от заданного направления, то система Geo-Pilot автоматически станет вращать один или оба эксцентриковых кольца, чтобы вернуть фактическое направление назад к заданному направлению.

Для того чтобы поддерживать это положение эксцентриковых колец, у каждого эксцентрика имеется датчик исходного положения и два четырехзначных счетчика. В исходном положении инструмент «знает» точное расположение эксцентрикового кольца относительно ИВД и может заново

откалибровать свое положение, отслеживаемое этим алгоритмом. Четырехзначные счетчики применяются для того, чтобы отслеживать, насколько «далеко» переместились эти кольца, благодаря чему инструмент может в любое время вычислять относительное положение эксцентриковых колец.

Требуемое положение долота оператор передает на геопилот командами Downlink с помощью негативной пульсации устройством Geo-Span.

Комплектный модуль системы Geo-pilot

Система Geo-Pilot является частью комплексного бурового модуля, состоящего из систем Geo-Pilot, Geo-Span Downlink, Sperry-Sun MWD, INSITE и SDBS Extended Gauge Bit (долота с выступающими коронками). Импульсный генератор MWD используется для передачи информации обратно на поверхность из системы Geo-Pilot с обычным перечнем данных VDF. Для этого может также использоваться MPT телеметрия с отрицательными импульсами или телеметрия с положительными импульсами. Генератор MWD должен содержать в себе, как минимум, датчик направления DM, программу NCIM, используемую для работы нисходящую линию связи, а также датчик PWD. Система Geo-Span Downlink System (или Downlink skid (прижимной зонд)) создает короткий отрицательный импульс давления в буровом растворе, не прерывая процесса бурения. Преимуществами системы Geo-Span Downlink System являются следующие свойства:

- значительно сокращается время передачи сигнала. (Максимальная продолжительность около 90 секунд)
- процесс бурения не прерывается – это возможно на летучей передаче в забое
- линия связи с поверхностью работает без перерывов – отсутствуют какие-либо интервалы, когда нет данных, измеряемых в реальном времени.

Приблизительно 15% буровой жидкости проходит через систему Geo-Span Downlink skid. Управляя клапаном, можно создавать кратковременное падение давления в нисходящем потоке буровой жидкости. Этим падением

давления генерируется низкочастотный импульс, который передается через буровую жидкость и фиксируется датчиком скважинного давления PWD. Эти импульсы кодируют сигналы, используя импульсную модуляцию.

Неотъемлемой рабочей частью этой системы является также долото с выступающими коронками или PDC (коронка, армированная поликристаллическими синтетическими алмазами), или коническая шарошка.

Вывод

Если объединить всю представленную информацию, можно сделать вывод, что у системы РУС Geo-Pilot есть свои плюсы, минусы.

При проводке горизонтального участка скважины необходима точность и контролируемость бурения, высокая скорость бурения. В этом случае оптимальным выбором является РУС Geo-Pilot реализующая механизм перекоса долота «Pointhebit», так как отсутствует зависимость от механической скорости бурения, есть возможность бурить быстро.

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Таблица Ж.1 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (Томская область)

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	БИТ 393,7 М-ЦВ	600	0,06	0-30	30	0,026	0,78	0,484	1,264
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 519	5000	0,16	30-850	820	0,032	26,24	11,64	37,88
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 ВТ 613	6000	0,28	850-2530	1680	0,036	60,48	32,45	92,93
Отбор керна	БИТ 215,9/100 В 12122	700	0,028	2480-2500	20	0,065	1,3	2,74	4,04
Всего			0,528		2530		88,8	47,314	136,114
Крепление:									
- направления									2,48
- кондуктора									6,56
- эксплуатации									12,1
Установка центраторов:									
-направление;			4						0,06
-кондуктор;			23						0,38
-эксплуатацион.			58						0,96
ОЗЦ:									
направление									4
кондуктора									16

Окончание таблицы Ж.1

эксплуатационная									24
Разбуhrивание цементной пробки (10 м): -									
направление -				20-30					0,102
кондуктор				840-850					1,21
Промывка скважины (1 цикл) -									
направление -									0,08
Кондуктор -									0,4
Эксплуатационная -									1
Спуск и подъем при ГИС									6,1
Геофизические работы									25
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УВН									7,56
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									244,106
Ремонтные работы (6,6 %)									16,11
Всего на бурение Общее время на скважину									260,216

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость ед., руб	Подготовительные		Эксплуатационная колонна.	
			Кол-во	Сумма	Кол-во	Сумма
Затраты зависящие от времени						
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4,00	856,64		
Социальные отчисления 34 %				291,26		
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,94			6,67	1533,70
Социальные отчисления 34 %						521,46
Сдельная з/п дополнительных рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	19,25			6,67	128,40
Социальные отчисления 34 %						43,66
Повременная з/п дополнит. рабочих на заготовку раствора в 1 смену	сут	17,95	4,00	71,80		
Социальные отчисления 34 %				24,41		
Сдельная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 34 %						27,15
Сдельная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,97			6,67	79,84
Социальные отчисления 34 %						27,15
Повременная з/п слесаря, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		

Продолжение таблицы Ж.2

Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73
Установленная мощность	кВт.ч	21,60			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		
Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п электромонтера, 1 смена	сут	11,20	4,00	44,80		
Социальные отчисления 34 %				15,23		
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	48,70	8059,85		

Продолжение таблицы Ж.2

Социальные отчисления 34 %				2740,35		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание бурового оборудования, электроэнергия	сут	222,28	4,00	889,12	6,67	1482,61
Капитальный ремонт бурового оборудования	сут	407,50	4,00	1630,00	6,67	2718,03
Материалы и запчасти при бурении ГЗД	сут	482,97			6,67	3221,41
Материалы и запчасти для бурения ГЗД	сут	459,97	4,00	1839,88		
Содержание комплекта забойных двигателей	сут	19,77	8,00	158,16		
Содержание комплекта ГЗД	сут	378,90			6,67	2527,26
Содержание бурильных труб	сут	30,86	4,00	123,44	11,79	363,84
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	4,00	91,44	11,79	269,52
Пробег полевой лаборатории	км	1,13	100,00	113,00		
Содерж. ср-в диспетчер. контроля	сут	116,78	4,00	467,12	11,79	1376,84
ДТ комплекта ДВС передвиж. эл-станций	см-сут	10,24	4,00	40,96	11,79	120,73

Продолжение таблицы Ж.2

Содержание телесистемы	сут	241,05			6,67	1607,80
Установленная мощность	кВт.ч	32,4			1000,00	32400,00
Электроэнергия	кВт.ч	0,59	4000,00	2360,00	160100,00	94459,00
Содержание ЛЭП	сут	116,10	4,00	464,40	11,79	1368,82
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	1580,50	48,70	76970,35		
Амортизация бурового оборудования при монтаже вышки и сооружений	сут	822,13	48,70	40037,73		
Капитальный ремонт бурового оборудования при монтаже вышки, сооружений	сут	407,50	0,40	163,00		
Дежурство автокрана	сут	177,60			11,79	2093,90
Дежурство бульдозера	сут	204,24			11,79	2407,99
Износ бурового инструмента	к-т	31,59			6,67	210,71
Износ ловильного инструмента	к-т	8,54			6,67	56,96
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	4,00	776,48	11,79	2288,67
Обслуживание КИП и А	сут	201,30			11,79	2373,33
Работа цементировочного агрегата	ч	31,50			4,10	129,15
Содержание агрегата ППУ – 3М	ч	16,20			28,10	455,22
Работа ЦСМ	ч	29,20			4,10	119,72

Окончание таблицы Ж.2

Пробег агрегатов	км	2,40	100,00	240,00		
Содержание цементирующего агрегата	ч	18,90			24,00	453,60
Техническая вода	м3	2,90	150,00	435,00	105,20	305,08
Глинопорошок	т	319,10			4,20	1340,22
КМЦ-800	т	1144,00			0,60	686,40
ГКЖ-11	м3	1280,00			0,30	384,00
NaOH	т	400,00			0,09	36,00
Na2CO3	т	216,00			0,06	12,96
Полиэколуб	м3	800,00			0,42	336,00
Иккарб-75/150	т	360,00			3,60	1296,00
NaCl	т	345,50			7,45	2573,98
Итого по затратам, зависящим от времени				138964,45		161915,95
Затраты зависящие от объема						
Износ бурильных труб	сут	366,5			6,67	2444,56
БИТ 393,7 М-ЦВ	шт	12500,00			1,00	12500,00
БИТ 295,3 ВТ 519	шт	4000,00			1,00	4000,00
БИТ 215,9 ВТ 613	шт	8400,00			1,00	8400,00
БИТ 215,9/100 В 12122	шт	6800,00			1,00	6800,00
Содержание передвижной дефектоскопической установки	час	22,90			48,00	1099,2
Пробег передвиж.дефектоскоп.установки	км	1,20			100,00	120,00
Итого по затратам, зависящим от объема						35363,76
Всего затрат по сметному расчету						336245,16

Таблица Ж.3

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервалы бурения м	Размер долота	Норма проходки на долото, м	номер таблицы	Номер графы	интервал бурения	Норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
направление	0-30	393,7	490	11	24	0-30	0,0124	0,372
Кондуктор	30-850	295,3	5000	12	32	30-100	0,0122	0,854
						100-200	0,0133	1,33
						200-300	0,0146	1,46
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
						700-800	0,0159	1,59
						800-850	0,0159	0,795
Итого								12,45

Продолжение таблицы Ж.3

Интервалы бурения	Интервалы бурения м	Размер долота	Норма проходки на долото, м	номер таблицы	Номер графы	интервал бурения	Норма времени ч/м	Расчет нормативного времени на СПО, ч
Эксплуатационная	850-2530	215,9	6000	12	32	850-900	0,0160	0,8
						900-1000	0,0177	1,77
						1000-1100	0,0188	1,88
						1100-1200	0,0190	1,9
						1200-1300	0,0193	1,93
						1300-1400	0,0199	1,99
						1400-1500	0,0210	2,1
						1500-1600	0,0230	2,3
						1600-1700	0,0233	2,33
						1700-1800	0,0240	2,4
						1800-1900	0,0246	2,46
						1900-2000	0,0249	2,49
						2000-2100	0,0252	2,52
						2100-2200	0,0255	2,55
						2200-2300	0,0256	2,56
						2300-2400	0,0257	2,57
						2400-2500	0,0258	2,58
						2500-2530	0,0259	0,77
итого								37,9
отбор керна	2480-2500	215,9	700	12	32	2480-2500	0,0258	0,51
Итого по скважине								50,86