

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 1580 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22(24:181m1580):622.323(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Аникин Максим Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.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
Ст. преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б4Б	Аникин Максим Сергеевич

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1580 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТЬ)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменская область), с ожидаемым притоком 43,6 м ³ /сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проек- тированию и разра- ботке вопросов	– 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. – Бурение скважин на депрессии (специальное оборудование).
Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд). 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Аникин Максим Сергеевич		

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

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

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

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4Б	Аникин Максим Сергеевич

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазового дела

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Площадка строительства скважины на нефть и газ. – Вредные факторы рабочего места буровика ЭиРБ скважин на нефть и газ: повышенный уровень шума; повышенный уровень вибрации; недостаточное освещение рабочей зоны; повышенная запыленность и загазованность; необходимые средства защиты от вредных факторов – рассмотреть опасные проявления факторов производственной среды при строительстве скважины на нефть и газ. – рассмотреть виды негативного воздействия на ОС при строительстве скважины на нефть и газ. – виды ЧС при строительстве скважины на нефть и газ.
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме	Законы и нормативные акты РФ. Групповой рабочий проект на строительство скважин.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – 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)	Анализ условий труда по вредным факторам рабочего места буровика ЭРБ на нефть и газ: – вибрация, шумы, токсичные ядовитые газы, жидкости, повышенный уровень шума, повышенный уровень вибрации, общая тяжесть трудового процесса. – класс условий труда 3.1. (Невозможность восстановления организма работника до начала следующей рабочей смены в полную силу) – законодательством предусмотрено 17 наименований сиз.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниебезопасность – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)	Анализ факторов: Механические – подвижные и вращающиеся детали механизмов и машин (Каска, спецодежда, спец. обувь, очки защитные и пр.); Термические – паровые шланги для обогрева бурового оборудования (спецодежда, спец обувь и пр.); Электробезопасность – поражение электрическим током (спецодежда, молниебезопасность и пр.); Пожаровзрывобезопасность – возгорание, пожар, НГВП. Мероприятия:

	– противоаварийные тренировки (огнетушители, пожарный щит, песок и пр.) Высота: – монтажные, спускоподъемные операции.
3. Охрана окружающей среды: – 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, амбарное хранение отходов); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); – решение по обеспечению экологической безопасности на месторождении.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Взять во внимание опыт строительства скважин при такой геологической залежи пород. Рассмотреть какие чрезвычайные ситуации могут возникнуть при строительстве скважин на нефть и газ. Прописать как предотвратить ЧС. Выбрать типовую и разработать план действий.
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.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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	Аникин Максим Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
32Б4Б	Аникин Максим Сергеевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др. Раздел ВКР должен включать: методику расчёта показателей; исходные данные для расчёта и их источники; результаты расчётов и их анализ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
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 капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
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
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Графики динамики и сравнения показателей

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4Б	Аникин Максим Сергеевич		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит, 97 страниц, 20 таблиц, 10 приложений, 73 литературных источников, 12 рисунков.

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

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1580 метров на нефтяном месторождении (Тюменской области).

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

В работе спроектированы основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные решения, для бурения вертикальной разведочной одноколонной скважины с закрытым забоем, с расчетными рекомендуемыми режимами бурения каждого интервала и отбора керна, а также интервал спуска обсадных колонн и цементирование по расчетным интервалам.

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».

Определения, обозначения, сокращения

Скважина – горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше её глубины.

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

Нефтегазоводоносность – содержание флюида (нефть, газ, вода) в разрезе конкретной скважины.

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ – двигатель с регулятором угла;
- ЛБТ – легкосплавные бурильные трубы;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛ – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- ДНС – динамическое напряжение сдвига;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- ВБТ – ведущая бурильная труба;
- ТБТ – тяжелая бурильная труба;
- ТБПК – труба бурильная с приварными замками;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементирующая;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- БУ – буровая установка;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;

- СПО – спуско-подъемные операции;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- БК – башмак колонный;
- УВ – условная вязкость;
- ПВ – пластическая вязкость;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида.

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

ОГЛОВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	13
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	14
1.1 Геологические условия бурения скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....	14
1.3 Зоны возможных осложнений	14
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	15
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	15
2.2 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважин.....	15
2.2.1 Совмещенный график давлений	15
2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска	16
2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн	16
2.3 Углубления скважины.....	17
2.3.1 Выбор способа бурения	17
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	18
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород.....	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	20
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	21
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора	22
2.3.7 Выбор компоновки и расчет буровой колонны.....	24
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	24
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	26
2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	26
2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины	27
2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны	27
2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине	31
2.6 Расчет процессов цементирования скважины	32
2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	32
2.6.2 Расчет объемов и компонентного состава, буферной жидкости, тампонажного раствора и продажной жидкости	32
2.6.3 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	33
2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	34
3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ	35

4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ В СКВАЖИНЕ (КОНСТРУКЦИЯ, УСЛОВИЯ ПРИМИНЕНИЯ)	36
4.1 Введение.....	36
4.2 Причины обрыва.....	36
4.3 Подготовительные работы перед спуском аварийного инструмента в скважину	36
4.4 Виды оборудования.....	37
4.5 Методика ловильных работ удочкой, крючками, шнеком, штопорами.....	42
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ	44
5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН Юганскнефтегаз»	44
5.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	45
5.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	45
5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	46
5.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей.....	46
5.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	46
5.2.5 Нормативное время времени на разбуривание цементной пробки	46
5.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	46
5.2.7 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	47
5.3 Расчет технико-экономических показателей	47
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	49
6.1 Производственная безопасность	49
6.1.1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	51
6.1.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	51
6.1.3 Повышенный уровень вибрации.....	52
6.1.4 Повышенный уровень шума.....	53
6.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	53
6.1.6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.....	53
6.1.7 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы.....	54
6.1.8 Повышенное значение напряжения в электрической цепи.....	54
6.1.9 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли	55
6.2 Экологическая безопасность	55
6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	56
6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	61
Приложение А.....	68
Приложение Б	75
Приложение В	77
Приложение Г	80
Приложение Д.....	81
Приложение Е	85
Приложение Ж.....	88
Приложение З.....	89
Приложение И.....	90
Приложение К.....	92

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть и газ являются самыми востребованными природными ресурсами. Главными проблемами добычи нефти и газа в России являются: зависимость данной отрасли от рынка природного сырья, значительное количество нефункционирующих скважин. В представленной выпускной квалификационной работе приводятся технологические решения для строительства вертикальной, разведочной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области. В работе показаны расчеты по конструкции, технологии бурения, закачиванию. В специальной части рассмотрен вопрос «Ловильный инструмент при обрыве каротажного кабеля». Работа состоит из решения проблем в следующих основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды. Также в данной работе были проанализированы и определены технологические параметры для строительства скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения скважины

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

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади) представлены в приложении Б.

1.3 Зоны возможных осложнений

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

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию 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

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

2.2.1 Совмещенный график давлений

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

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

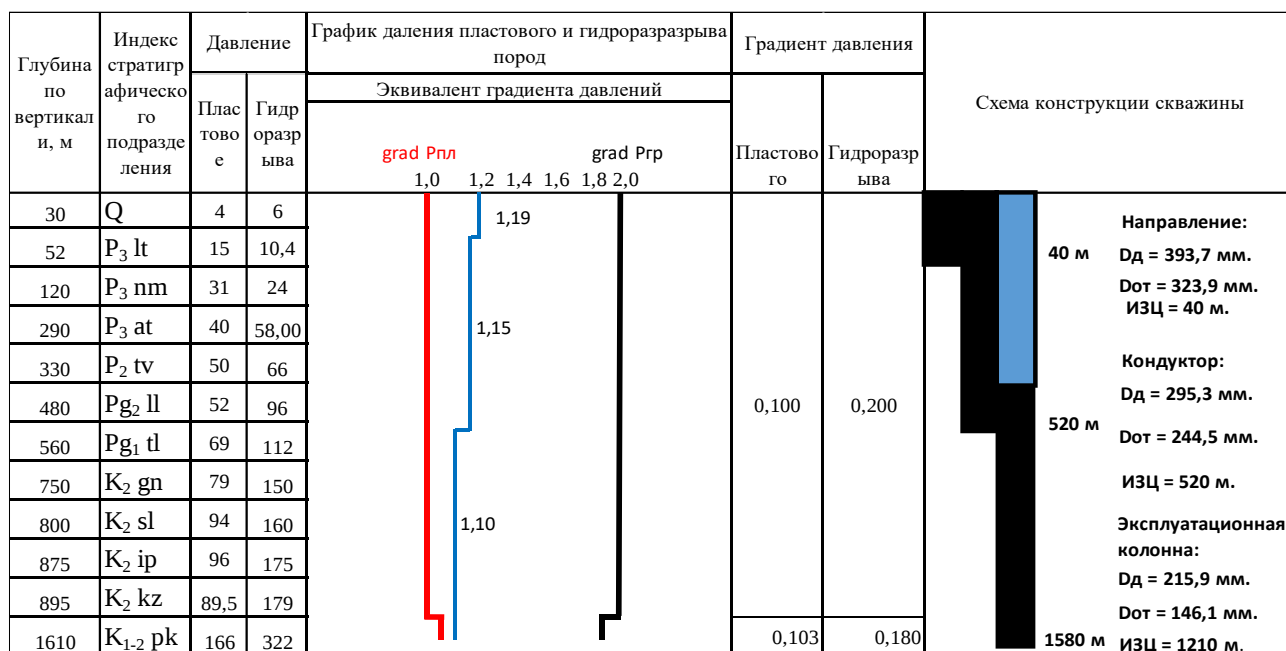


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа колонн и глубины их спуска

1. Направления спускается на глубину 40 м, так как мощность четвертичных отложений составляет 30 м и с учетом величины перекрытия 10 м для посадки башмака в устойчивые породы.

2. Кондуктор спускается на глубину 520 м для перекрытия интервала неустойчивых глин 0–470 м, с учетом величины перекрытия 50 м для посадки башмака в устойчивые породы.

3. Эксплуатационная колонна спускается на глубину 1580 м. С учетом вскрытия продуктивного пласта 1550–1556 м и бурения интервала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 24 м.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Конструкция скважины

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–40	0–40	323,9	393,7
Кондуктор	0–520	0–520	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	0–1580	370–1580	146,1	215,9

2.2.3 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

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

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

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

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

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 4,78 \text{ МПа}, \quad (2)$$

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

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, кг/м³; 735 кг/м³

В таком случае давление опрессовки составит 17,11 МПа.

- Шифр колонной обвязки выбираем: **ОКО1–21–146x245 К1 ХЛ.**
- Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП5–230/80x21.**

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. Интервал бурения под кондуктор, а также эксплуатационную колонну сложен в основном мягкими среднеабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться РДС долото совместно с винтовым забойным двигателем.

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

Таблица 2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0–40	Направление	Роторный
0–520	Кондуктор	С применением ВЗД (винтовой забойный двигатель)
520–1580	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 PDC долота, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Все долота ООО НПП «БУРИНТЕХ»

Характеристики выбранных долот и калибраторов представлены в приложении Г.

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними и твердыми горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. Типы и характеристики бурового инструмента приведены в приложении Г

Выбор типа калибратора

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму.

Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

1. Для бурения интервала под направление 0–40 м с шарошечным долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, для более лучшей калибровки скважины.

2. Для бурения интервала под кондуктор 40–520 м с PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 520–1580 м с PDC долотом использование калибратора и стабилизатора не планируется.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

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

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

Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, произведен для шарошечных долот и PDC по формулам 3 и 4 [20,35] с использованием программного обеспечения Microsoft Excel.

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

где α – коэффициент забойных условий;

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

F – опорная площадь рабочей поверхности долота.

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

где k_T – число зубцов на рабочей поверхности;

D_c – средний диаметр зубцов, мм.

Результат расчета осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0–40	40–520	520–1580
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кгс/см}^2$	2000	2200	2400
$D_{д}, \text{см}$	39,37	29,53	21,59
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,3	0,5
$G_{пред}, \text{кН}$	100	170	150
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	62	87	47
$G_2, \text{кН}$	78	144	146
$G_3, \text{кН}$	220	204	80
$G_{проект}, \text{кН}$	65	110	70

Осевая нагрузка проектируется под направление исходя из расчетных 62–78 кН. Исходя из опыта бурения интервала четвертичных отложений выбираем осевую нагрузку 65 кН. Данной нагрузки будет достаточно для разрушения горной породы. Для интервала под кондуктор выбираем из расчетных 87–144кН. Так же исходя из опыта бурения данного интервала выбираем 110 кН. Этой нагрузки будет достаточно для разрушения горной породы. Для интервала под эксплуатационную колонну максимальная нагрузка на долото превышает допустимую, поэтому проектируем 70 кН. Данная нагрузка не приведет к разрушению долота и ее будет достаточно для разрушения горной породы исходя из опыта бурения данного интервала.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

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

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

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_d – диаметр долота, м.

Таблица 4 – Результаты частоты вращения

Интервал		0–40	40–520	520–1580
Исходные данные				
V_d , м/с		3,2	2,0	2,0
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
τ , мс		6	5	5
z		24	-	-
α		0,8	-	-
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		126	174	87
n_2 , об/мин		162	-	-
n_3 , об/мин		491	-	-
$n_{\text{проект}}$, об/мин		126	174	131

Интервал под направление буриться ротором. Стандартная частота вращения ротором 60–80 об/мин. По расчёту выходит, что для эффективного разбуривания горной породы требуется 164 об/мин. Но поскольку интервал мал и использование ВЗД на данном интервале не целесообразно, то можно выбрать значение частоты 30–50 об/мин. Выбранное значение не приведет к износу опор долота. Для всех остальных интервалов выбираются расчетные значения для эффективного разбуривания горной породы.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения под кондуктор проектируется ДРУ–240, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется ДРУ–178. Все запроектированные 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 горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.

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

Таблица 5 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ–240 3/4	40–520	240	5	2300	32–75	82–140	8–12	60–150
ДРУ–178 7/8	520–1580	178	9	1809	20–40	82–160	9–15	60–210

2.3.6 Проектирование 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 6.

Таблица 6 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0–40	40–520	520–1580
Исходные данные			
1	2	3	4
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,5	0,4
K_k	2,4	1,2	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,13
V_m , м/с	0,011	0,008	0,005
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,1619	0,1619	0,1619
$d_{нмах}$, м	0,00191	0,00159	0,00159
n	3	7	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см}-\rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,19	1,16	1,10
ρ_n , г/см ³	2,0	2,3	2,5

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	78	34	14
Q_2 , л/с	56	41	37
Q_3 , л/с	120	85	43
Q_4 , л/с	68	36	20
Q_5 , л/с	20	28	19
Q_6 , л/с	-	31–74	15–35

Исходя из полученных данных следует выбрать значения, которые не превышают расход бурового раствора, при котором происходит размывание стенок скважины (Q_3), а также исходя из практического опыта бурения под заданный диаметр и режимов работ ВЗД. Выбираются следующие значения для бурения под направление $Q=60$ л/с. Которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для кондуктора $Q=55$ л/с. Которое будет обеспечено двумя насосами УНБ–600, диаметр втулок (170/140 мм); для эксплуатационной колонны $Q=32$ л/с. Которое будет обеспечено одним насосом УНБ–600 диаметр втулок (170 мм).

Области допустимого расхода бурового раствора представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0–40	40–520	520–1580
Исходные данные			
Q_1 , л/с	78	34	14
Q_2 , л/с	56	41	37
Q_3 , л/с	120	85	43
Q_4 , л/с	67	36	20
Q_5 , л/с	20	28	19
Q_6 , л/с	-	31–74	15–35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	67–120	36–85	20–43
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	60	55	32

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 Д.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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 0–40 м под направление 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. Разбуриваемые 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 30–40 сек.

Интервал под кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к первой (глины, алевролиты) группе. 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 разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер глинистый буровой раствор.

Интервал под эксплуатационную колонну

При бурении интервалов (520–1580 м), сложенных 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 и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Е.

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Ж.

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 3.

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 колонну. Для остальных интервалов бурения расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект» представлены результаты гидравлической промывки в приложении И.

2.4 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию нефтеносность по разрезу скважины присутствует в интервале 1550–1556 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируемые интервалы отбора керна следующие:

Интервал отбора керна 1540–1566м;

Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый, представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 100 мм, а также с использования керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

В таблице 8 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 8 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		осевая нагруз ка, т	частота враще- ния инстру- мента, об/мин	расход буро- вого рас- твора, л/сек
1540–1566	1. Бурильная головка БИТ 215,9 В 613 2. Кернотборный сна- ряд СК–102/52	2–5	60–120	20–25

2.5. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.5.1 Расчет действующих нагрузок на обсадные колонны

Рассчитываются следующие нагрузки на скручивание, сжатие, смятие и сдвиговые нагрузки. Данные расчета нагрузок мы производим в программном обеспечении Microsoft Excel.

Для проведения расчета избыточных давлений определены плотности используемых технологических жидкостей, которые занесены в таблицу 9.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жид- кости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плот- ности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1800
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	735	Глубина скважины, м	1580

Продолжение таблицы 9

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Высота столба буферной жидкости $h_1, м$	370	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности $h_2, м$	130
Высота цементного столба $h_{ст}, м$	10	Динамический уровень скважины $h_0, м$	1210

Расчет наружных избыточных давлений

Наружные избыточные давления представлены на рисунке 2 и 3. И рассчитываются по формуле 6.

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (6)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

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

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

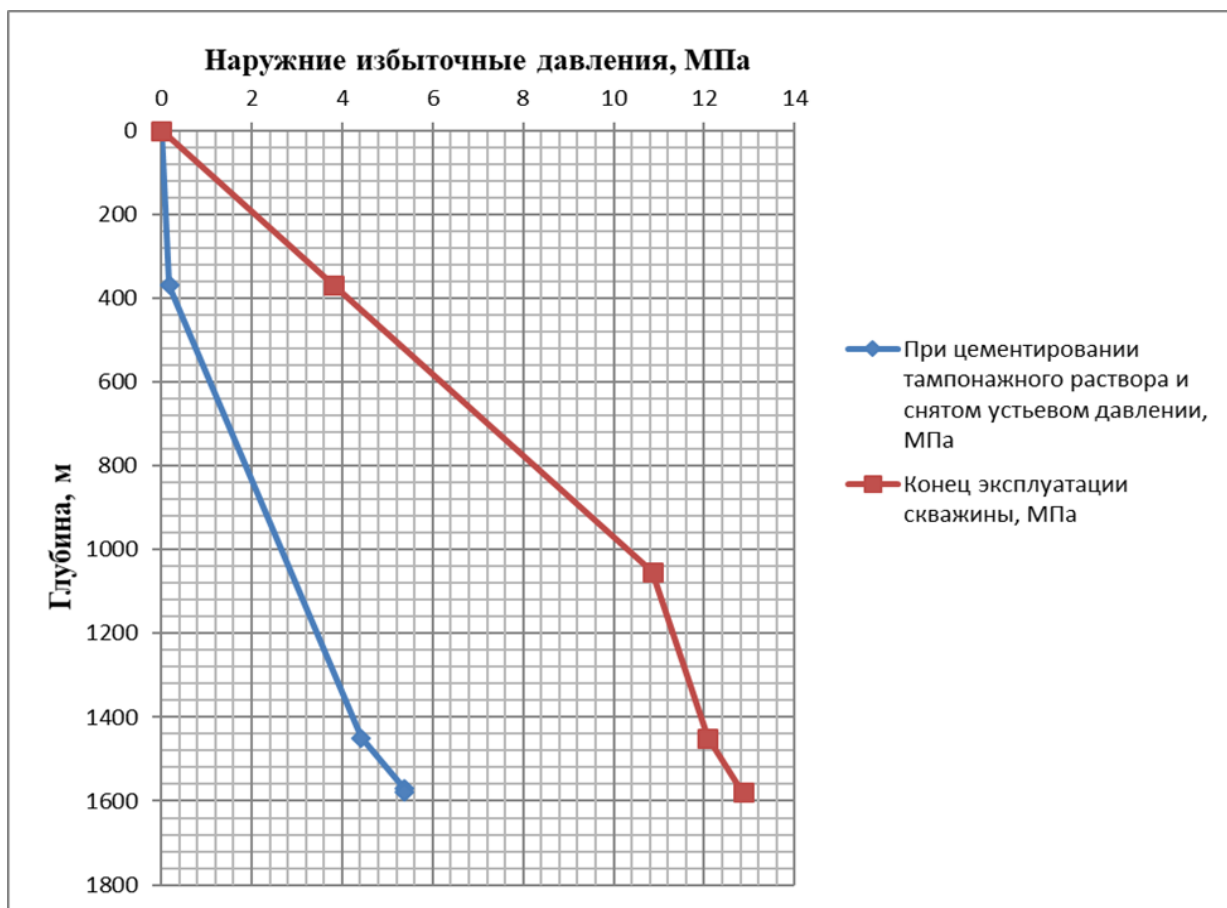


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений

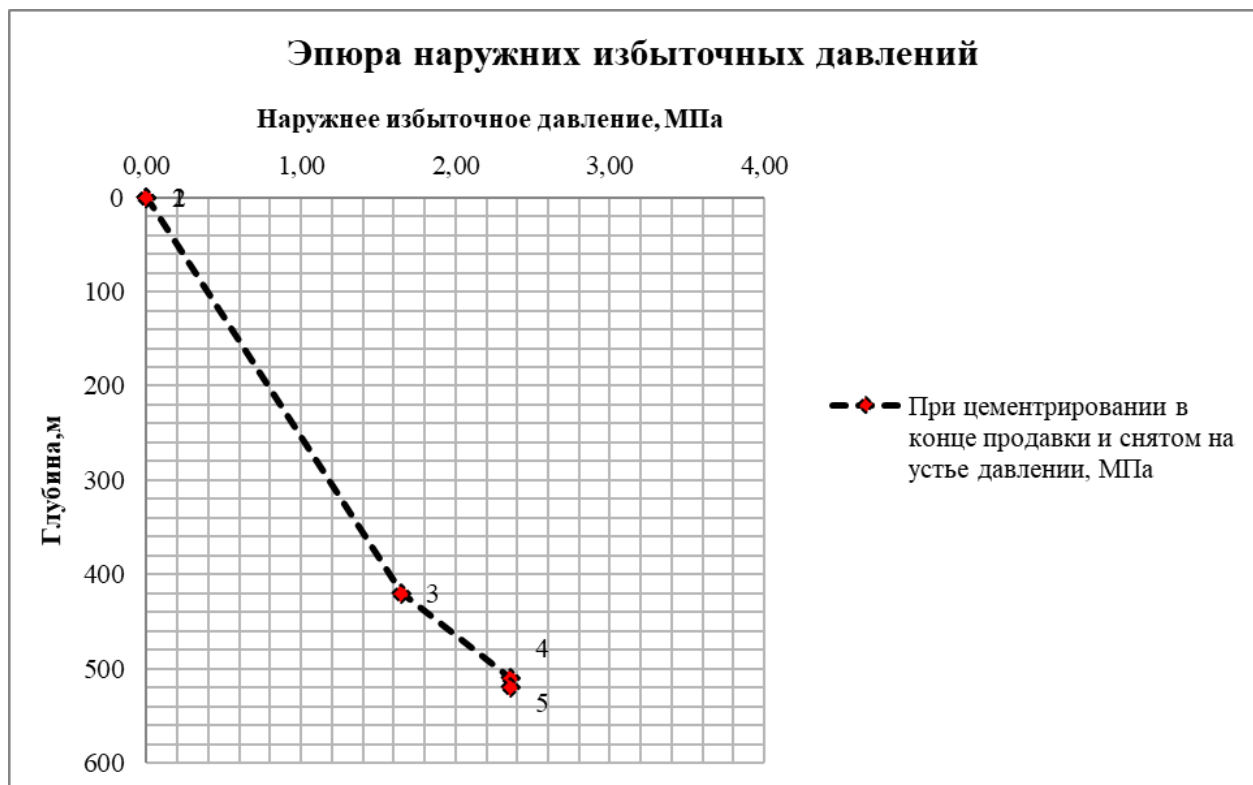


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Расчет внутренних избыточных давлений

Расчеты внутренних избыточных производятся по формуле 7. Расчеты 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 герметичность. Внутренние избыточные давления представлены на рисунке 4 и 5.

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{в}}$ – внутреннее давление;

$P_{\text{н}}$ – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится для двух случаев:

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

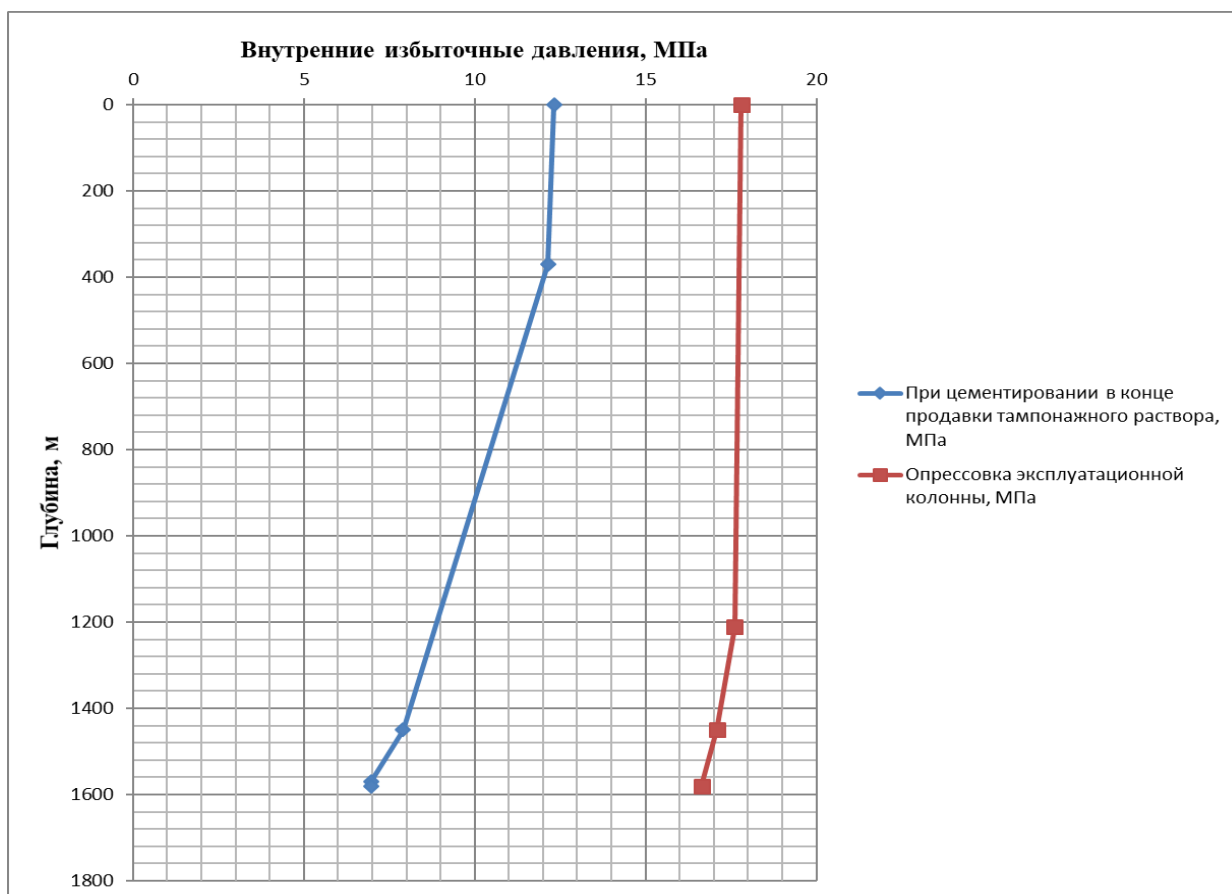


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений



Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.5.2 Конструирование обсадной колонны по длине

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группой прочности и толщиной стенки. В таблице 10 представлены рассчитанные характеристика обсадных колонн.

Таблица 10 – Характеристики обсадных колонн

Наруж- ный диа- метр, мм	№ Сек- ций	Тип резьбо- вого со- едине- ния	Группа прочнос- ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ- ки, м
						1 м трубы	секций	суммар- ный	
	Направление								
324	1	ОТТМ	Д	8,5	40	67,2	2688	2688	0–40
	Кондуктор								
245	1	ОТТМ	Д	7,9	520	47,2	24534	24534	0–520
	Эксплуатационная колонна								
146	1	ОТТМ	Д	6,5	1580	23,05	37130	37130	0–1580

2.6 Расчет процессов цементирования скважины

2.6.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 8.

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

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

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

$$P_{гр} = 30,77 \text{ МПа};$$

$$20,93 + 0,66 \leq 0,95 \cdot 30,77;$$

$$21,59 \leq 29,23.$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.6.2 Расчет объемов и компонентного состава, буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Расчет количества компонентов сухой тампонажной смеси и жидкости для её затворения. Производят с учётом водоцементного соотношения и оптимальной плотности цементного раствора.

Объемы компонентного состава буферной, продавочной жидкости и тампонажного раствора представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Объем тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления жидкости, м ³	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков	Наименование компонента	Масса компонента (кг или тонн) / количество мешков
Буфер1	9,553	1050	-	МБП-МВ	668,676	-	-
Буфер2	2,388	1050	-	МБП-СМ	35,822	-	-
Облеченный	34,636	1400	30,233	ПЦТ-III-ОБ (4)-100	26110,390	нтф	14,201
Нормальный	4,312	1800	14,148	ПЦТ-I-100	5659,365	нтф	1,768
Продавочная	32,621	1000	32,621	-	-	-	-

1 – цементосмесительная машина УС6-30 бункер 13/10т; 2 – гидроворонка;
3 – цементируемый агрегат ЦА – 320; 4 – осреднительная емкость УСО – 20;
5 – станция КСКЦ 01; 6 – блок манифольдов СИН – 43.

2.6.4 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Оборудование колонн технологической оснастки приведены в таблице

12.

Таблица 12 – Элементы технологической оснастки

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, 146 мм	БКМ–146	1579,6	1580	1	1
	ЦКОД–146	1569,2	1569,6	1	1
	ПРП–Ц–В 146	1568,9	1569,2	1	1
	ЦПЦ 146/216	0	520	10	12
		520	560	1	
		1550	1556	1	
	ЦТ 146/216	560	895	8	8
Кондуктор, 245 мм	БКМ–245	519,6	520	1	1
	ЦКОД–245	509,2	509,6	1	1
	ПРП–Ц–245	508,9	509,2	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	30	2	14
	ЦПЦ 245/295	30	520	12	
Направление, 324 мм	БКМ–324	39,6	40	1	1
	ЦКОД–324	29,2	29,6	1	1
	ПРП–Ц–324	28,9	29,2	1	1
	ЦЦ–324	0	30	2	2

3 ВЫБОР БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

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

Выбрана буровая установка БУ–3000 ЭУК–1М, характеристики представлены в таблицах 13 и 14.

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

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	61,8	$[G_{кр}] / Q_{бк}$	1,71
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	111,2	$[G_{кр}] / Q_{об}$	2,41
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	144,56	$[G_{кр}] / Q_{пр}$	1,31
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	170		
Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются			

Таблица 14 – 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 талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28, 32
Скорость подъёма крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъёме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъёмного 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

4 ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ ПРИ ОБРЫВЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КАБЕЛЯ В СКВАЖИНЕ (КОНСТРУКЦИЯ, УСЛОВИЯ ПРИМЕНИЕНИЯ)

4.1 Введение

Геофизические методы исследования скважин, базирующиеся на современных физических методах исследования горных пород, используются для изучения геологического строения недр по скважинным разрезам, выявления и оценки запасов углеводородного сырья, использования промыслово-геофизической информации при проектировании, контроле и анализе разработки месторождений нефти и газа и технического состояния скважин.

4.2 Причины обрыва

Возможные причины:

- нарушение правил проведения ГИС;
- затяжки прибора (прихват), заклинка;
- чрезмерный износ геофизического кабеля;
- человеческий фактор.

4.3 Подготовительные работы перед спуском аварийного инструмента в скважину

Аварийно-восстановительные работы следует начинать с определения места обрыва и нахождения конца кабеля. Эти работы производятся с помощью прибора ЛММ (локатор магнитного металла).

После определения местонахождения оборванного кабеля приступают к его извлечению с помощью специального аварийного инструмента. Спускают в скважину на бурильных трубах специальное приспособления – «ерши», «удочки», «шнеки», для захвата кабеля.

Оборванный кабель под воздействием своей массы или механического воздействия, образует плотный клубок, называется сальник. Перед спуском прибора в скважину нужно произвести подготовительные работы:

- визуальный осмотр на дефекты, трещины;
- осмотр ловиной резьбы, провар крючков;

- Наличие ограничительной воронки для предотвращения образования пробок над крючком (диаметр не должен превышать диаметр шаблона обсадной колонны).

4.4 Виды оборудования

Удочка ловильная для кабеля внутренняя «ПИКВ» – удочка ловильная для кабеля типа ПИКВ представлена на рисунке 7, предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей, канатов и проволок при проведении ловильных работ в скважинах.

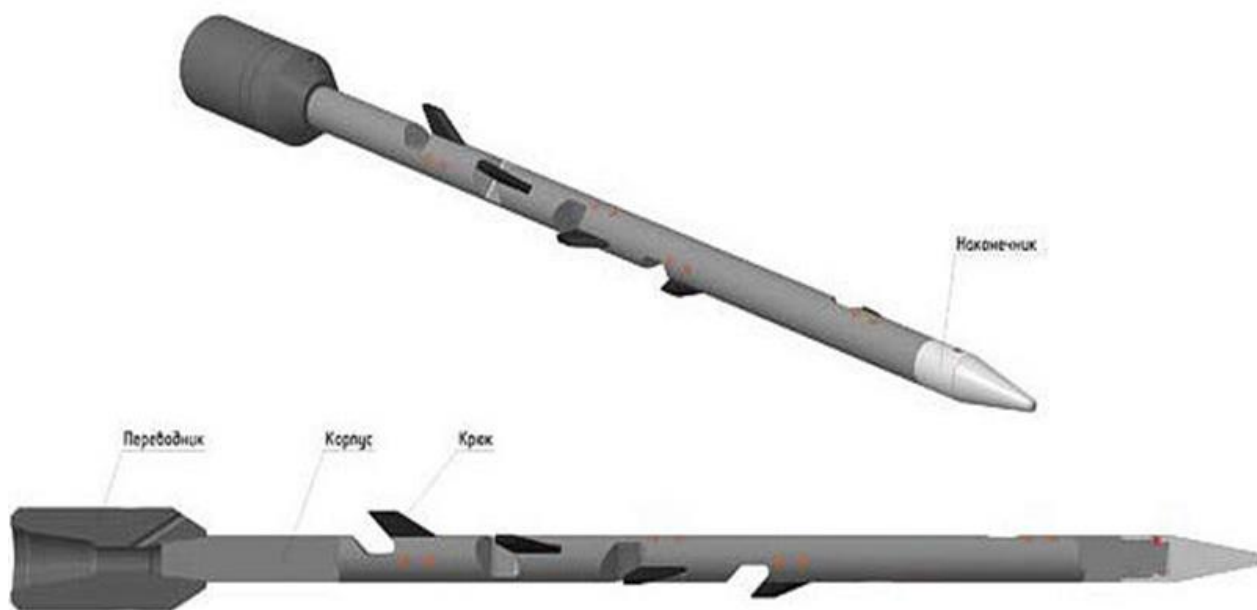


Рисунок 7 – Удочка ловильная внутренняя «ПИКВ»

Удочка для кабеля имеет прочную конструкцию, позволяющую проводить операции по извлечению кабеля или проволоки из скважины. Длина удочки имеет увеличенную длину по сравнению с аналогами и позволяет работать без применения удлинителей. Крючки расположены по спирали и имеют различные размеры по нарастающей снизу-вверх, что позволяет вкрутить крючок в плотный сальник из кабеля. Количество крючков увеличено и позволяет выдержать большую нагрузку при извлечении кабельного сальника. Форма наконечника выполнена в виде конуса и позволяет проникнуть в плотный сальник из кабеля или проволоки. Верхний переходник выполняет функцию ограничительного кольца и имеет наклонные отверстия для проведения технологических промывок.

Удочка ловильная для кабеля наружная «ПИКН» – удочка ловильная для извлечения кабеля наружная предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей с захватом снаружи при проведении ловильных работ в скважинах. Представлена на рисунке 8.

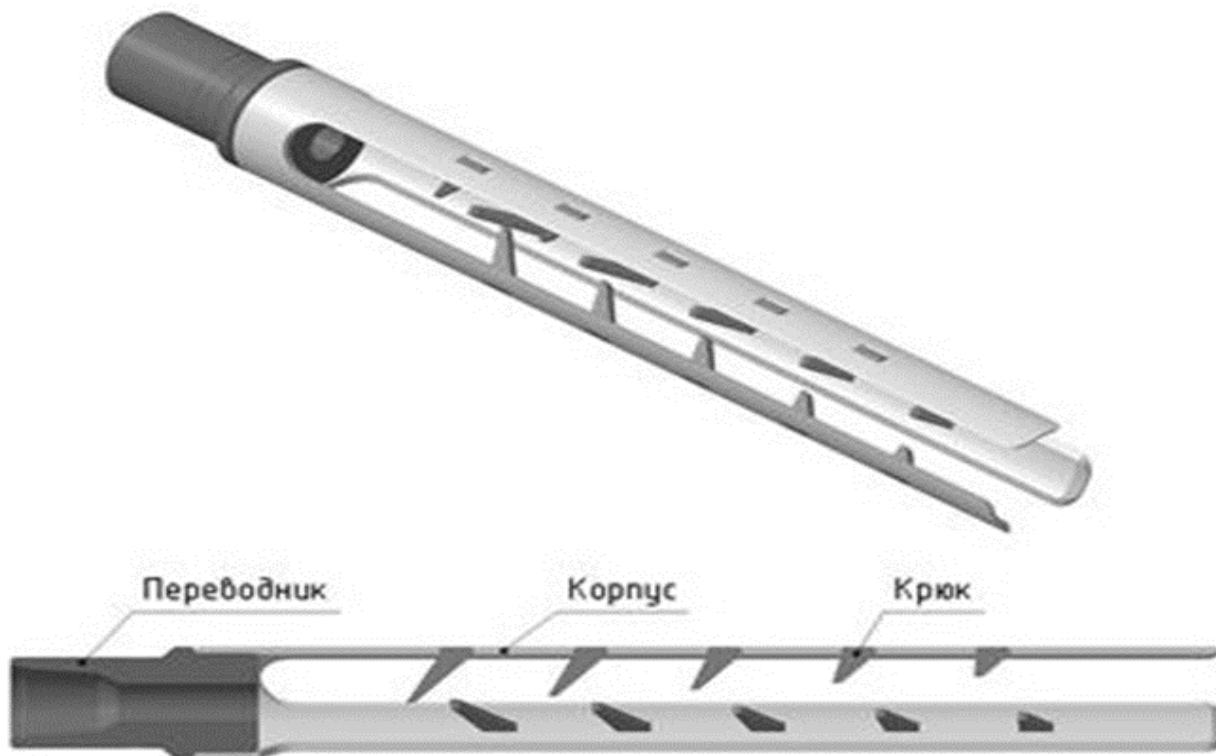


Рисунок 8 – Удочка ловильная наружная «ПИКН»

Удочка для кабеля имеет прочную конструкцию, позволяющую проводить операции по извлечению кабеля из скважины. Крюки расположены вдоль направляющих и имеют различные размеры по нарастающей снизу-вверх, что позволяет захватить плотный сальник из кабеля. Количество крючков увеличено и позволяет выдержать большую нагрузку при извлечении кабельного сальника. Форма наконечников выполнена в виде среза и позволяет проникнуть в плотный сальник из кабеля или проволоки. Верхний переводник имеет отверстие для проведения технологических промывок.

Удочка ловильная шнековая «ПИКШ» – Удочка ловильная шнековая для извлечения кабеля ПИКШ предназначена для проведения ловильных работ в стволе скважины и служит для захвата, фиксирования и дальнейшего извлечения из скважины: каротажного кабеля, электрокабеля, каната, проволоки. Представлена на рисунке 9.

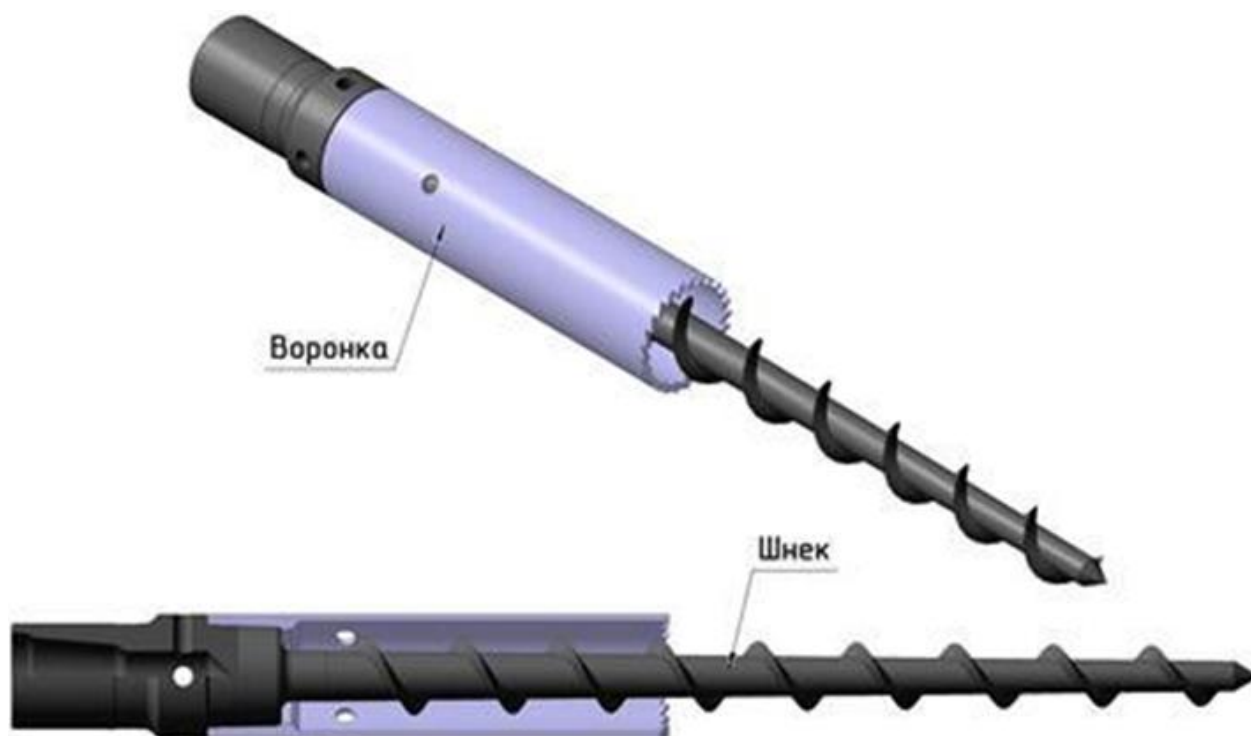


Рисунок 9 – Удочка ловильная шнековая «ПИКШ»

Удочка ПИКШ состоит из захватного элемента (шнека), выполненного в виде винтовой спирали, расположенным на корпусе по всей длине и фрезерующей воронки. Шнек выполнен заодно с переводником, в верхней части которого располагается присоединительная резьба к колонне труб соответствующего типоразмера, в нижней резьба НКТ для присоединения воронки. Шнек и воронка ПИКШ изготавливаются из легированной стали. Воронка служит для фрезерования кабеля и одновременно является направлением и ограничителем осевого перемещения для извлекаемого кабеля. Катушка аварийного кабеля формируется в замкнутом пространстве воронки, что облегчает ее дальнейшее извлечение из скважины, а разборность удочки обеспечивает освобождение ее от остатков кабеля и подготовку к дальнейшей работе.

Кабельная Спиральная Удочка «КСУ» – кабельная спиральная удочка КСУ предназначена для извлечения каротажного кабеля, электрокабеля, каната, проволоки в обсадных колоннах при проведении ремонтных работ. Представлена на рисунке 10.

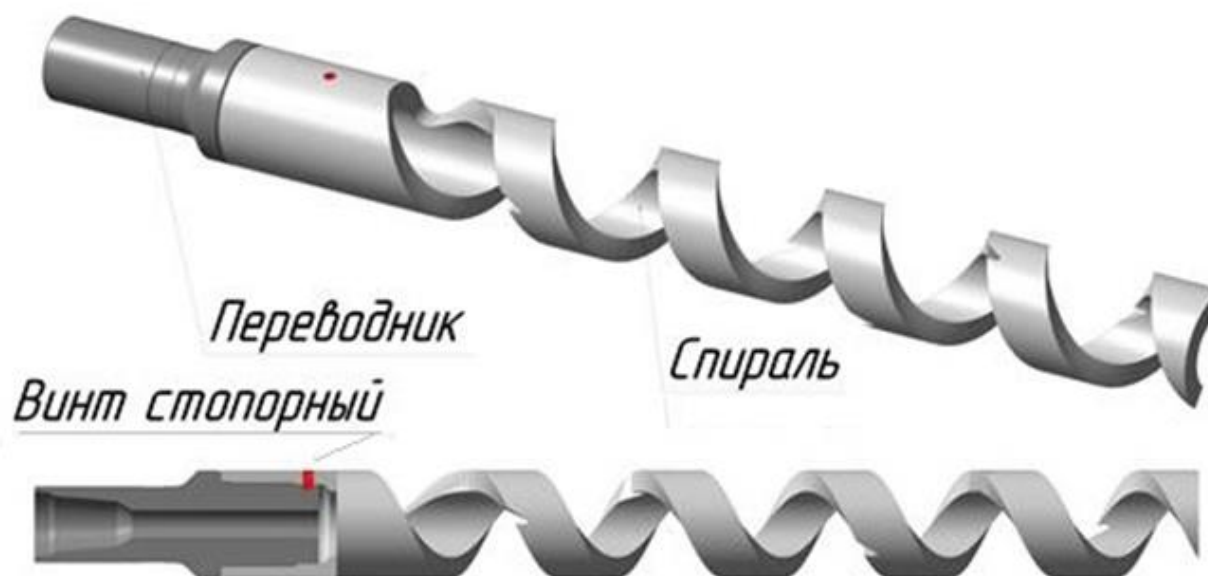


Рисунок 10 – Удочка кабельная спиральная «КСУ»

КСУ состоит из цельного витого захватного элемента, выполненного в виде штопора. Штопор выполнен заодно с переводником, в верхней части которого располагается присоединительная резьба к колонне труб соответствующего типоразмера. Штопор изготавливается из легированной стали и проходит процедуру термообработки. На витках штопора имеются зацепы, не позволяющие кабелю соскользнуть во время подъёма.

Удочка ловильная для кабеля наружная «ПЩ» – удочка ловильная для кабеля типа ПЩ предназначена для захвата и последующего извлечения электрокабелей, скребковой проволоки и геофизических кабелей с захватом снаружи и запрессовкой вовнутрь корпуса при проведении ловильных работ в скважинах. Представлена на рисунке 11



Рисунок 11 – Удочка ловильная для кабеля наружная «ПЩ»

Удочка «Щучья пасть» имеет прочную конструкцию, которая позволяет проводить операции по извлечению кабеля из скважины.

Крючки расположены внутри прочного корпуса и имеют различные размеры по нарастающей снизу-вверх, что позволяет захватить плотный сальник из кабеля. Часть кабеля запрессовывается вовнутрь корпуса удочки.

Количество крючков увеличено и позволяет выдержать большую нагрузку при извлечении кабельного сальника. Верхний переводник имеет отверстие для проведения технологических промывок.

Ёрш ловильный «ЛЕ-1» – ёрш ловильный ЛЕ-1 применяется для аварийного извлечения из скважины скребков, скважинных приборов, кабеля или канатной проволоки. Для извлечения скребков и скважинных приборов без проволоки (кабеля) используется ловитель цанговый ЛЦ-1. Представлена на рисунке 12.



Рисунок 12 – Ерш ловильный «ЛЕ–1»

Ловильный ерш служит для ловли оставшегося в скважине каротажного кабеля. Инструмент представляет из себя отдельный модуль, наверху соединенный с корпусом с двумя либо тремя гибкими вилами, расширяющимися к низу. Остроконечные зубья приварены к внутренней стороне вил таким образом, что при подъеме ерша он цепляется за оборванный конец стального каната, который в скважине располагается в виде клубка, своими зубьями и извлекает его на поверхность.

4.5 Методика ловильных работ удочкой, крючками, шнеком, штопорами

Принцип работы всех аварийно- восстановительных приборов схож между собой.

Спуск прибора производится с замером труб, со скоростью не более 0,25 м/с. За 30 метров до места нахождения клубка кабеля спуск приостанавливается. Контролируя вес на крюке продолжается спуск удочки скорость не более 0,1 м/с с одновременным проворотом колонны труб 15–20 оборотов в минуту.

Во избежание наматывания кабеля на прибор, осевая нагрузка не должна превышать 0,5–1 тонну. После 5–6 оборотов как начинает расти момент начинают поднимать инструмент контролируя вес на крюке.

При увеличении веса превышающего вес инструмента, а затем падение до собственного производится подъем удочки. Скачок веса показывает момент обрыва кабеля.

При повторном спуске инструмент спускают не ниже чем на 10 метров предыдущего спуска, во избежании осложнений и образования сальника.

Операции повторяются до полного извлечения кабеля. Разбуривание оставленного в скважине кабеля запрещается.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

5.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия ООО «РН Юганскнефтегаз»

ООО «РН Юганскнефтегаз» – одно из крупнейших нефтедобывающих предприятий России. Крупнейшее в составе ОАО «НК Роснефть». Предприятие ведет работу на территории городов Нефтеюганск и Пыть-Ях, Нефтеюганского, Сургутского и Ханты-Мансийского районов ХМАО Югры. История предприятия началась в 1961 году с открытия (разработка начата с 1964 года) Усть-Балыкского нефтяного месторождения. Производственное объединение «Юганскнефтегаз» основано в 1977 году. Сегодня ведутся работы по разработке и разведке месторождений на 32 лицензионных участках. Текущие извлекаемые запасы нефти категории АВС1 на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» по состоянию на 01.01.2016 года оцениваются в 1,9 млрд. тонн. Это такие легендарные кладовые, как Мамонтовское, Приобское, Малобалыкское, Правдинское, Приразломное месторождения. При этом Приобское, Мамонтовское, Приразломное, Малобалыкское месторождения по принятой классификации являются уникальными по величине начальных извлекаемых запасов. На 1 января 2016 года накопленная добыча составила 2,143 млрд тонн нефти. За 2015 год было добыто 62,4 млн. тонн, что составляет 24 % добычи по ХМАО Югре и более 12 % всей нефтедобычи России. План на 2016 год составляет 63,8 млн. тонн. Общая площадь земель, занимаемых лицензионными участками ОАО НК «Роснефть» в ХМАО Югре составляет более 19,3 тыс. кв. км. Предприятием реализуется благотворительная деятельность на территории муниципальных образований ХМАО Югры, направленная на поддержку советов ветеранов, обществ инвалидов, реализацию образовательных и иных социальных проектов. ООО «РН Юганскнефтегаз» оказывает целевую поддержку коренными малочисленными народами Севера, на территории которых предприятие ведёт производственную деятельность. По итогам ежегодного регионального конкурса «Черное золото Югры» в 2015 году ООО «РН Юганскнефтегаз» стал в очередной раз лауреатом среди предприятий ТЭК.

5.2. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные в приложении К таблица 1.

5.2.1 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 15.

Таблица 15 – Нормы механического бурения на месторождении Тюменской области

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,026	490
2	40	520	520	0,032	1400
3	520	1580	1060	0,036	980

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле 11.

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

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 16.

Таблица 16 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,026	1,04
480	0,032	16,64
1060	0,036	38,16
Итого		55,84

5.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

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

Нормы времени на СПО указано в приложении К таблица 2.

5.2.3 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: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $14 * 1 = 14$ мин;
- эксплуатационная колонна: $20 * 1 = 20$ мин.

5.2.4 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 направления 8 ч, кондуктора 16 ч, эксплуатационной колонны 24 ч.

5.2.5 Нормативное время времени на разбуривание цементной пробки

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования обсадных колонн.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементной пробки обсадных колонн определяется суммой всех затрат времени.

5.2.6 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.

5.2.7 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k. \quad (12)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент рассчитывается по формуле 13.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (13)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независящими 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.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
направление	1,16	1,04	0.04
кондуктор	30,05	16.64	0.69
эксплуатационная колонна	96	38.16	1.59
Крепление:			
направление	3,80	3	0,12
кондуктор	16	12	0,5
эксплуатационная колонна	363	18	0,75
Итого	183	88.84	3.69

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в приложение К таблица 3.

5.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины по формулам 14-18:

а) механическая скорость V_m , м/ч

$$V_m = H / T_m, \quad (14)$$

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_m + T_{сно}), \quad (15)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч;

$$V_k = (H \cdot 720) / T_n, \quad (16)$$

где T_n – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (17)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины рассчитывается по формуле 16:

$$C_{cl.m} = (C_{см} - П_n) / H, \quad (18)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 18.

Таблица 18 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1580
Продолжительность бурения, сут.	10,17
Механическая скорость, м/ч	28.31
Рейсовая скорость, м/ч	15.95
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6216
Проходка на долото, м	1032
Стоимость одного метра	88740

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная безопасность

Охрана труда, зона работы сотрудника, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочем месте сотрудника, роторная площадка буровой установки, сокращение физического труда путем механизации процесса, путем удаленного управления буровыми насосами. В таблице 19 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству нефтяной и газовой скважины.

Таблица 19 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству 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 спускоподъемных 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 тампонирования. 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]. 16. Н 2.2.5.1313-03 [17].

6.1.1 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 четвертому классу опасности (мало-опасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) 300 мг/м^3 , нефть по санитарным нормам относится к третьему классу опасности 10 мг/м^3 , ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{--C}_5$) 3 мг/м^3 (второй 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.

6.1.2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, так и в закрытом помещении, при переходе из одной зоны в другую при разнице температур $(+10) - (-60 \text{ }^\circ\text{C})$ 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 теплового 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 . С целью профилактики перегрева 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. 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, зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

Работает бурильщик преимущественно за пультом управления. Работу выполняет в основном стоя. Следит за приборами на пульте управления. Регламентированные перерывы – 3% от рабочего времени, в эти 3 % когда бурильщик отлучается на перерыв или перекур его подменяет сменный бурильщик, который входит в состав вахты дневной или ночной смены. Смена бурильщика, как и у всех членов вахты составляет 11 часов, с перерывом на обед.

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.

6.1.3 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибросита, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы, компрессорные блоки, основная лебедка. 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 0–28 мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012 – 90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности.

6.1.4 Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата компрессорные блоки дизельные установки. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБ и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1–050 и ГОСТ 23941. Уровень шума на в рабочей зоне бурильщика зависит от вида выполняемой работы, что составляет от 15 до 45 дБ местами в лебедочном блоке составляет с выше 85 дБ. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы, беруши), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: звукоизоляция и звукопоглощение стены, обработанные специальной пеной или установлены спец блоки.

6.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23–05–95. 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 правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности.

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.

6.1.6 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. Существует несколько основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная

одежда и применение распыляющих средств на одежду. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо проводить вакцинацию работников.

6.1.7 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 997, проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

6.1.8 Повышенное значение напряжения в электрической цепи

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

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются: своевременный осмотр технического оборудования, изоляции, применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок, применение

средств коллективной защиты: ограждения, сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления, устройства автоматического отключения.

6.1.9 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 полати верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м иметь зацепное устройство для крюка пояса верхового и проверено не реже 1 раза в месяц, каждый раз при работе на высоте визуальный осмотр.

В зимнее время, оборудованные полати верхового подогревом полов, должны быть в исправном состоянии, исключить падения и травмирования.

6.2 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 техник. 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 произойдёт загрязнение водяного пласта. Может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдёт 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.

6.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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 20

Таблица 20 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
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.
Пожар при ГНВП	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, летальные исходы.
Открытое фонтанирование	Внутреннее: Розлив нефти.	Глобальный.	Загрязнение окружающей среды.

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 элек-

тромеханизмах 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].

6.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно трудовому кодексу РФ статьёй 173–Гарантии и компенсации работникам совмещающие работу с получением высшего образования по программам бакалавриата, программам специалиста или программам магистратуры, и работникам, поступающим на обучение по указанным образовательным программам.

Согласно трудовому кодексу РФ, N 197–ФЗ указано что работники имеют право на подготовку и дополнительное профессиональное образование. Указанное право реализуется путем заключения договора между работником и работодателем.

Бурильщик имеет полное право на повышение квалификации включает следующие виды обучения: краткосрочное (не менее 72 часов) тематическое обучение по вопросам конкретного производства, которое проводится по месту основной работы специалистов и заканчивается сдачей соответствующего экзамена, зачета или защитой реферата, получение стажировки как в Российской Федерации, так и за рубежом.

При строительстве скважины на нефть и газ в условиях крайнего севера обычно предусмотрен вахтовый метод работы. Рабочая смена составляет не более 11 часов с перерывами на прием пищи. Каждый год прохождение медицин-

ского осмотра, проверка знаний и сдача тестового экзамена. Прохождение повторного или первичного обучения на допуск ГНВП раз в 2 года за счет предприятия.

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя.

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.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были разработаны оптимальные технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на нефтяном месторождении Тюменской области с соблюдением исходного технического задания.

По ходу работы был проведен анализ геологических условий скважины, газоносность, нефтеносность, водоносность, приведен список интервалов с возможными осложнениями и способам по их минимизации. Кроме того, в технологической части работы приведено, обоснование конструкции эксплуатационного забоя, выбран способ бурения, спроектирована компоновка низа бурильной колонны для каждого интервала, а также проведен полный расчет по заканчиванию скважины (количество обсадных колонн, расчет на наружное и внутреннее избыточное давление, гидравлический расчет цементирования скважины).

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

В разделе «Социальная ответственность» разобраны вопросы производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда».
2. ГОСТ 12.0.003 – 74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс – <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/>.
3. ГОСТ 12.0.002 – 80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс – <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/>.
4. ГОСТ 12.1.005 – 88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Электронный ресурс – https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html.
5. СНиП 2.04.05 91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>.
6. ГОСТ 12.1.012 – 90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/.
7. ГОСТ 12.1.003 – 83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838.
8. СНиП 23-05 – 95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – <http://base.garant.ru/2306278/>.
9. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/.
10. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Электронный доступ – https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/.
11. ГОСТ 12.2.003 – 91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/>.

12. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti>.

13. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Электронный ресурс – https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/.

14. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>.

15. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document>.

16. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. Электронный ресурс. – http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/.

17. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Электронный ресурс – <http://docs.cntd.ru/document>.

18. СНиП 2.04.051 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/>.

19. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. – 87 с.

20. Пат. 2408781 РФ, МПК Е 21 В 43/24. Устройство для закачки теплоносителя и отбора высоковязкой нефти из наклонной скважины / Фархутдинов Гумар Науфалович (RU), Амерханов Марат Инкилапович (RU), Шестернин Валентин Викторович (RU), Страхов Дмитрий Витальевич (RU), Зиятдинов Радик Зяязатович (RU), Огнос Владимир Борисович (RU). – 3 с. Электронный ресурс – http://www1.fips.ru/fips_servl/fips_servlet?DB=RUPAT&Doc-Number=2408781&TypeFile=html.

21. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования» .Электронный ресурс—
https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/.

22. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019. – 152 с.

23. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2019.–92 с.

24. Справочник специалиста ЗАО «ССК». Томск, 2010. 456 с.

25. В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов Книга инженера по растворам ЗАО «ССК». – М.: издательство «Гарусс», 2006.–549 с.

26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000.–Т.1.

27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012.–428 с.

28. Ананьев А.Н., Пеньков А.И. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам–М.: Интернешнл касп флюидз, 2000.–139 с. Изд.1 Волгоград

29. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра–Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

30. Перечень переводников и цены [Электронный ресурс]. – <http://www.oiltool.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).

31. Трубы бурильные [Электронный ресурс]. – <http://www.semireche.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

32. Трубы утяжелённые бурильные сбалансированные [Электронный ресурс]. – <http://kngc.ru> (Дата обращения 15.04.2019).

33. Обратные и переливные клапаны [Электронный ресурс]. – <http://www.pnmr.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
34. Основные параметры керноотборных снарядов [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
35. Винтовые забойные двигатели с регулятором угла [Электронный ресурс]. – <http://www.pskunb.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
36. Каталог 2016 [Электронный ресурс]. – <http://burintekh.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
37. Оборудование очистки Бурового раствора [Электронный ресурс]. – <http://www.akros-llc.com/> (Дата обращения 15.04.2019).
38. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун–т. Пермь, 2007, – 189 с
39. Сваб [Электронный ресурс]. – <http://www.sibburmash.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
40. Пластоиспытатель [Электронный ресурс]. – <http://ngs-service.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
41. Фильтр скважинный [Электронный ресурс]. – <http://www.tatpromfilter.ru> (Дата обращения 15.04.2019).
42. Муфта манжетного цементирования [Электронный ресурс]. – <http://www.zers.ru/> (Дата обращения 15.04.2019).
43. Исмаков Р.А, Закиров Н.Н, Аль – Сухили М.Х, Торопов Е.С. Исследование работы пары “эластомер–металл” силовой секции винтового забойного двигателя // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 2–3. С. 23.
44. Бобров М.Г., Трапезников С.Г. Особенности использования винтовых забойных двигателей при бурении скважин // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. 2009. № 1. С. 15–18.
45. Жорник В.И. Эволюция структуры дисперсной фазы пластичных смазок при трибовзаимодействии и её влияние на ресурс узлов трения // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В: Промышленность. Прикладные науки. 2014. № 11. С. 97–105.

46. Виноградова И.Э. Противоизносные присадки к маслам. – М. : Химия, 1972. – 272 с.
47. Мур Д. Трение и смазка эластомеров. США, 1972. Перевод с английского канд. Хим. Наук. Г.И. Бродского – М. Химия, 1977. – 264 с.
48. Литиевая смазка: обеспечиваем надежную защиту любого механизма [Электронный ресурс]. – <http://www.avtoall.ru/article/6785238/> (Дата обращения 22.12.2019).
49. Смазки, классификация, применение. [Электронный ресурс]. – <http://www.uazbuka.ru/lib/oiling.htm> (Дата обращения 22.12.2016).
50. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей [Электронный ресурс]. – <http://burneft.ru/> (Дата обращения 22.12.2019).
51. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М. ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
52. СНиП IV – 2 – 82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ – М. ОАО "Металлургия", 1984. – 250 с.
53. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1”.
54. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 апреля 2017 г. № КЦ/2017 – 04 "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на апрель 2017 года.
55. ГОСТ 12.1.005–88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
56. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

57. ГОСТ 12.1.003–2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
58. ГН 2.2.5.1313–03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
59. ГОСТ 12.2.003–91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
60. ГОСТ 12.2.062–81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
61. ГОСТ Р 12.1.019–2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
62. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
63. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
64. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
65. ГОСТ 12.1.029–80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).
66. СН 2.2.4/2.1.8.566–96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

67. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

68. РД 39 – 133 – 94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].

69. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).

70. ГОСТ Р 55710–2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

71. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

72. ГОСТ 17.0.0.01–76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

73. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2019 г.).

Приложение А

Геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	название свит	индекс		
1	2	3	4	5	6
0	30	Четвертичные отложения	Q	1.3	0
30	52	Лагернотомская	P ₃ lt	1.3	0
52	120	Новомихайловская	P ₃ nm	1.3	0
120	290	Атлымская свита	P ₃ at	1.3	0
290	330	Тавдинская свита	P ₂ tv	1.3	0
330	480	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	1.2	0
480	560	Талицкая свита	Pg ₁ tl	1.3	0
560	750	Нанькинская свита	K ₂ gn	1.5	0
750	800	Славгородская	K ₂ sl	1.5	0
800	875	Ипатовская свита	K ₂ ip	1.5	0
875	895	Кузнецовская свита	K ₂ kz	1.6	0
895	1610	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	1.3	0

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	30	пески Суглинки глина Супеси	40 40 10 10	Почвенно-растительный слой; Пески серые, светло-серые, суглинки и супеси буровато-серые, глины бурые с прослоями лигнита и почвенно-растительным слоем.
P ₃ lt	30	52	Пески Глины	80 20	Пески серые разнотернистые глинистые с прослойками глин.
P ₃ nm	52	120	Пески глины	80 20	Глины серые, коричневатые-серые очень плотные, слюдистые, с включениями и прослойками лигнита, песок мелко тонко-зернистый, слюдистый, глинистый с включениями растительной сечки, прослойками глин.
P ₃ at	120	290	Пески	100	Песок светло-серый в верхней части разреза тонко зернистый слюдистый в нижней разнотернистый хорошо промытый
P ₂ tv	290	330	Глины Пески Алевриты	90 5 5	Глины зеленоватые серые очень плотные с тонкими прослойками алевритов Песков
Pg ₂ ll	330	480	Глины Пески Алевриты	90 5 5	Люлинворская свита сложена преимущественно глинами зеленоватые-серыми, желто-зелеными, жирными на ощупь, с прослойками и линзами алевритов и песков
Pg ₁ tl	480	560	Глины Пески Алевриты	90 5 5	Талицкая свита сложена глинами светло-серыми до черных, плотными, участками вязкими, жирными на ощупь, с пропластками и присыпками алевритов и песков
K ₂ gn	560	750	Глины Маргели Пески Алевриты	80 10 5 5	Ганькинская свита сложена глинами серыми, темно-серыми, с тонкими прослойками песков и алевритов. В верхней части присутствуют маргели серые, зеленоватые-серые.
K ₂ sl	750	800	Глины Алевриты Пески	90 5 5	Березовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленоватые-серыми, комковатыми, с тонкими прослойками алевритов и песков.
K ₂ ip	800	875	глины Алевриты пески	90 5 5	Березовская свита в основном сложена глинами серыми, зеленоватые-серыми, комковатыми, с тонкими прослойками алевритов и песков.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₂ kz	875	895	Глины	100	Кузнецовская свита сложена глинами темно-серыми, тонкоплоскатыми, листоватыми с остатками морской фауны.
K ₁₋₂ pk	895	1610	Алевриты Глины Песчаники	40 30 30	Покурская свита сложена сложена неравномерным чередованием глин, алевритов и песчаников, Песчаники светло-серые, глинистые, алевриты серые, мелкозернистые, песчанистые. Глины серые, комковатые.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, про- цент	Проница- емость, мдарси	Глинис- тость, процент	Карбонат- ность, процент	Твер- дость, кгс/мм ²	Рассло- енност ь породы	Абра- зив- ность	Категория по- роды промыс- ловой класси- фикации (мяг- кая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	30	Супеси	2	10	0	40	0	-	1	-	Мягкая
			Суглинки	2,2	10	0	65	0	10	5	4	Мягкая
			Пески	2,1	30	2500	10	0	-	1	10	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	Мягкая
P ₃ lt	30	52	Пески	2,1	30	2000	10	0	-	1	10	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	Мягкая
P ₃ nm	52	120	Пески	2,1	30	1500	10	0	-	1	10	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	Мягкая Мягкая
P ₃ at	120	290	Пески	2,1	30	2500	20	0	-	5	10	Мягкая
P ₂ tv	290	330	Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	Мягкая
			Алевролиты	2	15	5	50	2	10	5	6	Мягкая
			пески	2,2	25	1500	50	0	-	5	10	Мягкая
Pg ₂ ll	330	480	Алевролиты	2,2	15	5	50	0	10	2	6	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	2	10	5	4	Мягкая
			Пески	2,1	30	2500	5	0	-	1	10	Мягкая

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Pg ₁ tl	480	560	Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	4	Мягкая
			Пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	Мягкая
			Алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	Мягкая
K ₂ gn	560	750	Маргели	2,2	15	5	20	5	10	3	6	Мягкая
			Пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	Мягкая
			Алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	7	10	4	4	Мягкая
K ₂ sl	750	800	Глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	Мягкая
			Алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	Мягкая
			Пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	Мягкая
K ₂ ip	800	875	Глины	2,4	20	0	100	6	10	4	4	Мягкая
			Алевриты	2,2	20	10	40	-	-	5	10	Мягкая
			Пески	2,2	30	1500	10	0	-	5	10	Мягкая
K ₂ kz	875	895	Глины	2,4	20	0	100	0	10	5	0,4	Мягкая
K ₁₋₂ pk	895	1610	Песчаники	2,2	25	250	20	3	20	5	10	Мягкая
			Глины	2,4	20	0	100	3	15	5	4	Мягкая
			Алевриты	2,3	20	7	20	3	20	2,5	10	Мягкая

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

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		градус
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	30	0.000	0.100	0.000	0.100	0.200	0.200	0	0.20	2
P ₂ tv	30	52	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	5
P ₃ nm	52	120	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	7
P ₃ at	120	290	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	10
P ₂ tv	290	330	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.20	0.20	12
Pg ₂ ll	330	480	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.21	0.21	24
Pg ₁ tl	480	560	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.21	0.21	26
K ₂ gn	560	750	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	31
K ₂ br	750	800	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.200	0.22	0.22	35
K ₂ kz	800	895	0.100	0.100	0.100	0.100	0.200	0.190	0.23	0.23	40
K ₁₋₂ pk	895	1610	0.103	0.103	0.103	0.103	0.180	0.180	0.23	0.23	66

Интервал 0–40 бурение четвертичных отложений возможно интенсивное поглощение бурового раствора, интенсивный вынос песка, разжижение раствора водоносными пластами. В данном интервале решено применить раствор *глинистого типа (бентонитовый раствор)*.

Интервал 40–520 м 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. В данном интервале под кондуктор принято применить *полимер-глинистый раствор (ингибирующий)*.

Приложение Б

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения (площади)

Таблица Б.1 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁₋₂ pk(ПК ₁₇)	1550	1556	Поровый	735 (п.у); 849 (п.д.)	43,6	101	-
Газоносность							
-	-	-	-	-	-	-	-
Водоносность							
Pg ₃ P ₂ tv	30	330	Поровый	1,00	-	-	Да. Гидрокарбонатно-натриевый Ca-5 мг/л
K ₁₋₃ pk	895	1500	Поровый	1,003 – 1,007	До 500	-	Нет. Хлоркальциевый Cl – 5000 мг/л, Na – 3800 мг/л, Mg – 100 мг/л, Ca – 1100 мг/л.

Разрез представлен одним нефтеносным, и двумя водоносными нефтяной пласт находятся в следующем интервале: 1550–1556. Конструкция скважины проектируется так, что перебурируется один флюидонасыщенный пласт для обеспечения возможности его дальнейшей эксплуатации. Для обеспечения района бурения питьевой и технической водой проектируется вертикальная скважина глубиной 140 м для эксплуатации водоносного горизонта 0–140 м.

Приложение В

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q-P ₂ tv	0	52	Поглощение бурового раствора	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	895	1610		
Q-Pg ₂ ll	0	480	Осыпи и обвалы горных пород	Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодействие столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении осложнений, склонных к осыпям и обвалам.
K ₂ gn	560	750		

Продолжение таблицы В.1

1	2	3	4	5
$K_{1-2}pk$ (ПК ₁₇)	1550	1556	Нефтепроявление	Перелив воды. Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Повышение скорости подъема инструмента.
$Q-Pg_2 ll$	0	480	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектных значений, неудовлетворительная очистка бурового раствора от шлама, несоблюдение режима промывки скважины, оставление бурильного инструмента без движения в проницаемых пластах более 5 минут.
$Pgi tl-K_2 pk$	480	1610		
$Pg_{2-3} cg + K_2 sl$	290	800	Прочие возможные осложнения	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
$K_2 kz$	875	895		За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Наиболее встречаемыми являются поглощение бурового раствора и нефтегазоводопроявление, что требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации. В интервалах 0–52, 895–1610 м, возможны частичные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

В интервалах 0–480, 560–750 м, ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется спроектировать для него буровые растворы с минимальной водоотдачей для снижения вероятности набухания и диспергирования глин. Предполагается бурение с высокой механической скоростью, поддержание проектных параметров бурового раствора, обработка раствора ингибирующими глинистые материалы химреагентами, недопущение сальникообразований и подъема бурильного инструмента с поршневанием, контроль за объемом долива скважины во время простоев и СПО, недопущение длительных простоев в открытом стволе скважины.

В проектируемой скважине желобообразований не предполагается.

Приложение Г

Выбор породоразрушающего инструмента

Таблица Г.1 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0–40	40–520	520–1580
Шифр долота		Ш393,7 М	БИТ 295,3 ВТ 619	БИТ 215,9 В 519
Тип долота		Шарошечное долото	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	М
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177	3–152	3–117
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,32	0,3
Масса, кг		150	50	40
G, тс	Рекомендуемая	3–5	5–15	2–12
	Предельная	10	17	15
n, об/мин	Рекомендуемая	45–90	65–130	90–177
	Предельная	400	400	400

Таблица Г.2 – Характеристики калибраторов

Интервал		0–40	40–520	520–1580
Шифр калибратора		К–390 МС	К – 292 МС	КС 212 СТ
Тип калибратора		Лопастной с прямыми лопастями		Лопастной со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	292	212
Тип горных пород		М	М	М
Присоединительная резьба	ГОСТ	3–177 / 3–177	3–152 / 3–152	3–147 / 3–147
	API	7 5/8 REG / 7 5/8 REG	6 5/8 REG / 6 5/8 REG	5 1/2 REG / 5 1/2 REG
Длина, м		0,60	0,50	0,39
Масса, кг		188	90	70

Приложение Д

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1–Проектирование КНБК для бурение интервала под направление (0–40м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40м)							
1	Долото Ш393,7 М–ГВ	0,40	393,7	-			0,150
					3–171	Ниппель	
2	Калибратор КЛСВ–390	0,60	390	76	3–171	Муфта	0,188
					3–171	Муфта	
3	Переводник Н171/М147	0,52	178	80	3–171	Ниппель	0,040
					3–147	Муфта	
4	УБТ–178х80 Д	12	178	80	3–147	Ниппель	1,87
					3–147	Муфта	
5	Переводник Н147хМ133	0,40	178	80	3–147	Ниппель	0,030
					3–133	Муфта	
10	БТ ТЫПК 127*9,2(Г–105)	12,3	127	-	3–133	Ниппель	0,409
					3–133	Муфта	
11	Переводник Н133–М147	0,40	178	78	3–133	Ниппель	0,030
					3–147	Муфта	
12	КШЗ-35 Н147хМ147	0,40	178	80	3–147	Ниппель	0,050
					3–147	Муфта	
13	ВБТ–К 140/Н147	18	140	80	3–147	Нипель	2,767
					3–152	Муфта	

Таблица Д.2 – Проектирование КНБК для бурения интервала под кондуктор (40–1580м)

№	Типораз- мер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумм а веса, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–520м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 519	0,32	295,3	-			0,050
					3–152	Ниппель	
2	Калибратор КСИ–295.3 СТК	0,50	292	80	3–152	Муфта	0,090
					3–152	Муфта	
3	ДРУ–240	10,3	240	-	3–152	Ниппель	3,271
					3–152	Муфта	
4	Переводник Н152хМ147	0,51	178	80	3–152	Ниппель	0,068
					3–147	Муфта	
5	УБТ 178х80 Д	24	178	80	3–147	Ниппель	3,744
					3–147	Муфта	
6	Переводник Н147хМ133	0,51	178	80	3–147	Ниппель	0,050
					3–133	Муфта	
7	ТБПК 127*9,2 G– 105	483	127	73	3–133	Ниппель	16,57
					3–133	Муфта	
8	Переводник М147хН147	0,42	178	80	3–133	Ниппель	0,038
					3–147	Муфта	
9	КШЗ-35 М147хН147	0,42	178	80	3–147	Ниппель	0,038
					3–147	Муфта	
10	ВБТ–К 140/Н147	18	140	80	3–147	Ниппель	23,91
					3–152	Муфта	

Таблица Д.3 – Проектирование КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (520 – 1580м)

№	Типоразмер, шифр	Длина м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сумма веса, т
					резьба (верх)	тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (520 – 1580)							
1	БИТ 215,9 В 419	0,3	215,9	-			0,02
					3 – 117	Ниппель	
2	Двигатель ДРУ – 178 7/8	6	178	-	3 – 117	Муфта	1,809
					3 – 147	Муфта	
3	Переводник Н147хМ147	0,5	165	-	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
4	УБТ – 178х80Д	8,5	178	80	3 – 147	Ниппель	1,87
					3 – 147	Муфта	
5	Переводник Н147хН147	0,5	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Ниппель	
6	Калибратор КС 212х80 СТ	0,39	212	80	3 – 147	Муфта	0,070
					3 – 147	Муфта	
7	УБТ – 178х80 Д	8,5	178	80	3 – 147	Ниппель	1,87
					3 – 147	Муфта	
8	Переводник Н147хМ133	0,5	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 133	Муфта	
9	ТБПК 127*9,2 G – 105	1549	127	-	3 – 133	Ниппель	53,16
					3 – 133	Муфта	
10	Переводник Н147хМ133	0,40	165	80	3 – 133	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
11	КШЗ – 35 М147хН147	0,40	165	80	3 – 147	Ниппель	0,042
					3 – 147	Муфта	
12	ВБТ – К140/ Н-147	18	140	80	3 – 147	Ниппель	61,46
					3 – 152	Муфта	

Таблица Д.4 – Проектирование КНБК для отбора керна (1540 – 1566м)

№	Типоразмер, шифр	Длина м	Наруж. диа- метр, мм	Внут · диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соеди- нения (низ)	Сумма веса, т
					Резьба (верх)	Тип соеди- нения (верх)	
Отбор керна (1540–1566)							
1	Бурильная го- ловка БИТ 215,9 В 613	0,2	215,9	100			0,015
					3– 161	Муфта	
2	Кернотборный снаряд СК – 165/100	20	165	100	3 – 161	Ниппель	0,350
					3 – 161	Муфта	
3	Переводник Н161хН147	0,4	165	80	3 – 161	Ниппель	0,063
					3 – 147	Муфта	
4	УБТ – 178х80 Д	24	165	80	3 – 147	Ниппель	2,32
					3 – 133	Муфта	
5	ТБПК – 127*9,2 G-105	1520	127	-	3 – 133	Ниппель	52,16
					3 – 133	Муфта	
6	Переводник М147хН133	0,40	165	80	3 – 133	Ниппель	0,42
					3 – 147	Муфта	
7	КШЗ – 35 Н147хМ147	0,40	165	80	3 – 147	Ниппель	0,42
					3 – 147	Муфта	
8	ВБТ – К140/Н-147	18	88,9	80	3 – 147	Ниппель	56,45
					3 – 152	Муфта	

Приложение Е

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Параметры бурового раствора по интервалам бурения

Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁₀ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДНС, Па	ПВ, мПа*с
от	до									
0	40	1,19	–	–	30 – 40	≤10	8 – 10	≤2	8 – 20	10 – 20
40	520	1,15	15 – 38	35 – 37	30 – 40	≤8	8 – 10	≤1.5	8 – 20	10 – 20
520	1580	1,10	10 – 40	20 – 60	40 – 60	≤6	8 – 10	≤0.5	5 – 20	12 – 35

Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

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

Рекомендуемая рецептура бурового раствора		
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м ³
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,5
ПБМВ / Petro Bent	Структурообразователь, понизитель водоотдачи	80,0
Сода кальцинированная	Регулирование жесткости	0,5
Барит	утяжелитель	124
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6

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

Рекомендуемая рецептура раствора		
Наименование реагента	Объяснение	Дозировка, кг/м ³
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	0,6
Сода кальцинированная	Регулирование жесткости	0,5
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора.	0,9
ПБМБ / Petro Bent	Структурообразователь, регулятор реологии и понизитель водоотдачи	10,0
Flodrill PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	1,1
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	1,6
Petro PAC HV	Функционирует как загуститель, ингибитор глины	0,4
ГКЖ	Разжижитель, водоотдача, смазывающие свойства	5,0
Flodrill TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	0,6
Petro Det	Ингибирование глин; минимизация тенденций к образованию солей на КНБК	2,0
Микрограмор КМ – 60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	40,0
Барит	Утяжелитель	124

Таблица Е.4 – Компонентный состав КЛС/полимерного раствора (инкапсулированный)

Рекомендуемая рецептура бурового раствора		
Наименование реагента	Обоснование	Дозировка, кг/м ³
Сода каустическая	Для регулирования щелочности	1,6
Сода кальцинированная	Регулирование жесткости	1,0
Xanthan Petro L	высокоочищенный биополимер, применяемый в качестве загустителя и структурообразователя	2,0
Flodrill TS 705	Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения	2,5
Луб-БКЕ	смазывающая добавка	30,0
SAPP	Для удаления цементной примеси и разжижения бурового раствора	1,0
Flodrill PAM 1040	Стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект)	2,5
Richmole Component 100	Подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев является дополнительной смазочной добавкой	14,0
Petro PAC HV	Функционирует как загуститель, ингибитор глины	1,6
ГКЖ	Разжижитель, водоотдача, смазывающие свойства	5,0
Petro PAC LV	Целлюлоза низкой вязкости, служит для снижения показателя скорости фильтрации	3,0
Микрограмор КМ-10	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0
Микрограмор КМ-60	Кольматант, утяжелитель состава обеспечивается плотная упаковка в фильтрационной корке	160,0
Petro Cide	Предотвращение ферментативного разложения и брожения бурового раствора	0,5

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–1580м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	40	40	393,7	-	1,3	6,32
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,51
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =4,23
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 15,64
Объем раствора к приготовлению:						V _{бр} =22,58
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} =4.23
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
40	520	480	295,3	305,3	1,27	45,67
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =4,60
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =29,25
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =2,4
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =91,94
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =132,42
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						V _{перев1} =4,23
Объем раствора к приготовлению:						V ₂ =128,19

Продолжение таблицы Ж.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, м ³ .
от	до					
520	1580	1060	215	225,9	1,6	82,88
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =9,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =59,37
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{сно} =5,3
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ =96,76
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =170,58
Объем раствора к приготовлению:						V _{з'} =170,58

Приложение 3

Таблица 3.1 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			направление		кондуктор		экспл. колонна		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода		25	37	1	148	6	370	15	555	22
Сода кальциниро- ванная		40	37	1	123	3	231	6	389	10
ПБМВ / Petro Bent		900	5840	6	2460	0	0	0	8300	6
SAPP		25	0	0	221	9	231	9	452	18
Flodrill PAM 1040		25	0	0	271	11	578	14	849	25
Petro PAC LV		25	0	0	0	0	693	28	693	28
Petro PAC HV		25	0	0	98	4	370	15	468	19
ГКЖ		250	0	0	1230	5	1155	5	2385	10
Flodrill TS 705		25	0	0	148	6	578	23	726	29
Petro Det		200	0	0	492	2	347	2	839	4
Микрорамор КМ- 60		1000	0	0	9840	10	36960	37	46800	47
Xanthan Petro L		25	0	0	0	0	462	18	462	18
Луб – БКЕ		180	0	0	0	0	6930	39	6930	39
Richmole Component 100		225	0	0	0	0	3234	14	3234	14
Микрорамор КМ- 10		1000	0	0	0	0	36960	37	36960	37
Petro Cide		32	0	0	0	0	116	4	116	4
Барит		1500	607	1	3550	3			4157	4

Приложение И

Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица И.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, кВт
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	40	БУРЕНИЕ	0.21	0,025	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	11	107,4	239.6
Под кондуктор									
40	520	БУРЕНИЕ	0.612	0.068	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9,5	8	82.4	215,9
Под эксплуатационную колонну									
520	1580	БУРЕНИЕ	0,929	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7;8	2;6	80.7	129,6
Отбор керна									
1540	1566	Отбор керна	0,929	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	8	99.4	196,4

Таблица И.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	40	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6
40	520	БУРЕНИЕ	УНБ-600	2	100	150	171	85%	65	23,7	46,75
520	1580	БУРЕНИЕ	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6
1540	1566	Отбор керна	УНБ-600	1	100	170	130,5	85%	65	30,6	30,6

Таблица И.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	40	БУРЕНИЕ	89,7	78,3	0	1,3	0,1	10
40	520	БУРЕНИЕ	116,2	46,2	32,3	21,4	6,3	10
520	1580	БУРЕНИЕ	125,7	42,4	36,3	23,3	13,3	10
1540	31566	Отбор керна	111,7	64,1	0,0	24	13,3	10

Приложение К

Таблица К.1 – Исходные данные

Проектная глубина, м:	1580
Способ бурения:	
– под направление	Роторный
– под кондуктор и эксплуатационную колонны	ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
– направление	d393,7 мм на глубину 40 м
– кондуктор	d295,3 мм на глубину 520 м
– эксплуатационная	d215,9 мм на глубину 1580 м
Буровая установка	ЭУК–3000 1М
Оснастка талевой системы	4x5
Насосы:	
– тип – количество, шт.	УНБ-600
производительность, л/с:	
– в интервале 0–40 м.	63
– в интервале 40–520 м.	56
– в интервале 520–1580 м.	32
Утяжеленные бурильные трубы(УБТ):	
– в интервале 0–40 м.	УБТ–178x80 Д – 8,5 м.
– в интервале 40–520 м.	УБТ–178x80 Д–17 м.
– в интервале 520–1580 м.	УБТ–178x80 Д–17 м.
Забойный двигатель (тип):	
– в интервале 0–40 м.	-
– в интервале 40–520 м.	ДРУ–240 3/4
– в интервале 520–1580 м.	ДРУ–178 7/8
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
– в интервале 0–40 м.	127
– в интервале 40–520 м.	127
– в интервале 520–1580 м.	127
Типы и размеры долот:	
– в интервале 0–40 м.	Ш393,7 М
– в интервале 40–520 м.	БИТ 295,3 ВТ 619
– в интервале 520–1580 м.	БИТ 215,9 В 419

Таблица К.2 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долота, мм	норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0–40	393,7	490	11	24	0–40	0,0121	0,48
Кондуктор	40–520	295,3	1400	12	32	0–100 100–200 200–300 300–400 400–500 500–520	0,0122 0,0133 0,0146 0,0146 0,0146 0,0155	0,73 1,33 1,46 1,46 1,46 1,55
Эксплуатационная	520–1580	215,9	1600	12	32	520–620 620–720 720–820 820–920 920–1020 1020–1120 1120–1220 1220–1320 1320–1420 1420–1520 1520–1620 1620–1720 1720–1820 1820–1850	0,0199 0,0210 0,0230 0,0233 0,0240 0,0246 0,0249 0,0252 0,0255 0,0256 0,0259 0,0262 0,0265 0,0268	1,99 2,10 2,30 2,33 2,40 2,46 2,49 2,52 2,55 2,56 2,59 2,62 2,65 2,68
Итого								42,23

Таблица К.3 – Нормативная карта вертикальной скважины на месторождении (тюменская 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	Ш 393,7 М	490	0,1	0–40	40	0,026	1,04	0,6	1,3
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 ВТ 619	1400	0,96	40–520	520	0,032	16.64	10,17	43,2
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9–В–419	980	1,6	520–1580	1060	0,036	38.16	40,92	57,6
Всего			2.66		1580		55.84		102.1
Крепление: – направления – кондуктора – эксплуатационная									3 12 16
Установка центраторов –направление –кондуктор –эксплуатационная			2 14 20						0,03 0,23 0,33
ОЗЦ: – направление – кондуктора – эксплуатационной									8 16 24
Разбуривание цементной пробки (10 м): – направление – кондуктор				30–40 510–520 520–1580					0,11 2,01
Промывка скважины (1 цикл) – направление – кондуктор – эксплуатационная									0,01 0,11 0,50

Продолжение таблицы К.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Спуск и подъем при ГИС									3,85
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины(без учета норм времени на геофизические работы)									205
Ремонтные работы (3, 3 %)									17,8
Общее время на скважину									290,45