

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3010 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3010)(571.120)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Модестович	к.х.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		01.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		01.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа 3-2Б5Б	ФИО Чириков Яков Евгеньевич
-------------------------	---------------------------------------

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3010 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-116/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтегазоконденсатном месторождении (Тюменской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • 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. • Буровые системы с расширяемыми хвостовиками
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Буровые установки с расширяемыми хвостовиками	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Модестович	к.х.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич		29.02.2020

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	03.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
27.03.2020	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2020	3. Буровые системы с расширяемыми хвостовиками	15
24.04.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Модестович	к.х.н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		29.02.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные источники. 2. Методические указания по разработке раздела. 3. Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта. Налоговый кодекс РФ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	1. Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ Бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3010 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Разведочная вертикальная скважина на нефтегазовом месторождении (Тюменская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны» СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты ГОСТ 13862-90 "Оборудование противовыбросовое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) <ul style="list-style-type: none"> - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возникновение открытых нефтяных и газовых фонтанов. Возгорания

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Чириков Яков Евгеньевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 99 страниц без учета приложений, 8 рисунков, 51 таблица, 42 литературных источника, 4 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, заканчивание скважин, хвостовик, скважина, нефть.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3010 метров на нефтяном месторождении (Тюменская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3010 м на месторождении Тюменской области.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ буровых систем с расширяемыми хвостовиками.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ГТН – геолого-технический наряд;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЦН – пробка цементирующая нижняя;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат

Оглавление

Введение.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	16
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	16
1.2 Характеристика нефтегазоводности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть проекта	18
2.1 Проектирование конструкции скважины	18
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	18
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	18
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	19
2.1.4 Выбор интервалов цементирования.....	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	21
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	22
2.2.1 Выбор способа бурения.....	22
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	22
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.2.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	24
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок буровой колонны	27
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	28
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	40
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	40
2.3.1.1 Расчет внутренних избыточных давлений.....	42
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	44
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	45
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	47
2.4 Выбор буровой установки	51
3 Буровые системы с расширяемыми хвостовиками.....	52
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	60
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	60
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции	62
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	63
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	63
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	63
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	65
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами	65

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	66
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	66
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	67
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	67
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	68
5 Социальная ответственность	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	71
5.2 Санитарно-гигиенические требования к организации работ	75
5.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования	79
5.2.3 Экологичность проекта.....	82
5.2.4 Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях	85
5.3.3 Пожаровзрывобезопасность.....	89
5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)	90
5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды	90
5.4.2 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения	91
5.4.3 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды	91
5.4.4 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин.....	92
5.4.5 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама	93
5.4.6 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.....	93
5.4.7 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды	94
5.4.8 Охрана животного мира	94
5.4.9 Охрана недр при строительстве скважин	95
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
Заключение	97
Список использованных источников	100
Приложение А	104
Приложение Б	111
Приложение В.....	117
Приложение Г	126

Введение

Главным в развитии нефтегазовой отрасли является бурение скважин различного назначения, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет недропользователю получить более точную картину по мощности продуктивного горизонта, что в свою очередь скажется на рентабельности разработки месторождения.

Анализ горно-геологических условий позволит спроектировать наиболее эффективные технические и технологические решения строительства скважины, что вследствие положительно отразится на экономической составляющей проекта в целом.

Исходя из имеющихся геологических характеристик скважины, следует акцентировать внимание на высокие показатели коэффициента кавернозности на интервалах 0-1900 метров. С целью предотвращения высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, а также потери подвижности компоновки низа бурильной колонны (КНБК), необходимо рассчитать оптимальный состав бурового раствора для достижения наилучших показателей скорости бурения. Кроме того, на интервалах бурения 2675-2976, необходимо акцентировать внимание на результаты показаний плотности бурового раствора и появление нефтяной пленки или газирование технологической жидкости, что будет являться результатом нефтепроявления. Все вышеуказанное необходимо учесть в расчетах цементировании обсадных колонн, определения необходимого количества центраторов, турбулизаторов с целью качественного цементировании обсадных колонн и предупреждения межпластовых перетоков.

Также, анализ данных показывает, что скважина сложена преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами, аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные продуктивные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Нефтяной

пласт характеризуется нормальным давлением насыщения. Несовместимые по условиям бурения интервалы отсутствуют.

Особое внимание следует уделить осложнениям, присущих имеющимся геологическим характеристикам: возможные поглощения бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, а также наличие прихватоопасных зон.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3010 м на месторождении Тюменской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать буровые системы с расширяемыми хвостовиками, их способы применения и назначение, экономическую эффективность, а также преимущества и недостатки.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, данные представлены в приложении А.1-А.3. Сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования представлены в таблице 1.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика нефтегазоносности месторождения представлены в таблице 2. Характеристики водоносности представлены в приложении А.3.

1.3 Зоны возможных осложнений

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины, нефтегазоводопроявление, прихватопасные зоны осложнения представлены в приложении А.4

Таблица 1 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			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	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0191	РФЗ	0	0,0215	РФЗ
P ₃ /trt	30	80	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0192	РФЗ	0,0215	0,0217	РФЗ
P ₃ /nm	80	180	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0217	0,0225	РФЗ
P ₃ /atl	180	325	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
P ₃₋₂ /chg	325	500	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0221	РФЗ
P ₂ /llv	500	700	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0221	0,0258	РФЗ
P ₁ /tl	700	800	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0258	0,0222	РФЗ
K ₂ /gn	800	975	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0190	0,0190	РФЗ	0,0222	0,0228	РФЗ
K ₂ /bz	975	1150	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0201	РФЗ	0,0228	0,0227	РФЗ
K ₂ /kz	1150	1175	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0227	0,0227	РФЗ
K ₁ /pkr	1175	1900	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0227	0,0229	РФЗ
K ₁ /alm	1900	2000	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0229	0,0225	РФЗ
K ₁ /vrt	2000	2675	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
K ₁ /mg	2675	2790	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0225	РФЗ
K ₁ /ach	2790	2830	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0230	РФЗ
J ₃ /bg	2830	2855	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0225	0,0230	РФЗ
J ₃ /gr	2855	2860	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0230	0,0235	РФЗ
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0230	0,0235	РФЗ
J ₁ /tm	2935	3000	0,0098	0,0098	РФЗ	0,0200	0,0200	РФЗ	0,0235	0,0235	РФЗ

Таблица 2 – Характеристика нефтегазоносности

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ . Относи- тельная плотность газа по воздуху	Свобод- ный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Кoeffи- циент сжимае- мости газа в пластовых условиях
	от	до					
Нефтеносность							
PZ(M-M ₁₀)	2850	2860	Порово- трещинова- тый	0,751	165	31,9	–
Газоносность							
J ₃ vs Ю ₁ ¹	2575	2590	Поровый	0,733	10	–	0,853
J ₂ tm Ю ₃	2615	2650			10		
J ₂ tm Ю ₄	2725	2735			50		

2 Технологическая часть проекта

Расчеты, приведенные в данном разделе выполнены на основании источников [1-3].

2.1 Проектирование конструкции скважины

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и в ней предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, то выбирается закрытый тип забоя скважины.

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.



Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (приложение А, таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов) на 10 м. Так как в скважине 30 м четвертичных отложений, то глубина спуска направления считается равной 40 м.

Таблица 3 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	БВ ₈	ЮВ ¹
Глубина кровли продуктивного пласта, м ($L_{кр}$)	2675	2971
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,098	0,098
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,19	0,19
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,756	0,690
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	262,15	291,158
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	600	800
Требуемый запас	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	800	800

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Так как в скважине присутствуют нефтеносные и газоносные пласты, то для расчета кондуктора берутся данные по газоносности. Исходя из расчетов (таблица 3), было принято решение спускать кондуктор на 800 м.

Эксплуатационная колонна спускается до подошвы последнего продуктивного пласта и учитываются еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3010 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 40 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 800 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Значит, интервал цементирования составляет 650-3010 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбирается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле:

$$D_{\text{тк вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора

$$D_{\text{тк вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Далее по аналогичным формулам рассчитываем диаметры под остальные колонны.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Определяем максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для нефтяных пластов рассчитывается по формуле, для каждого пласта:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

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

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

g – ускорение свободного падения;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му} 1 \text{ пл.}} = 6,38 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{му} 2 \text{ пл.}} = 9,01 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}. \quad (4)$$

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

$$P_{\text{ГНВП} 1 \text{ пл.}} = 11,54 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ГНВП} 2 \text{ пл.}} = 17,16 \text{ МПа}.$$

Давление опрессовки определяется по формуле:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (5)$$

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

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

$$P_{\text{оп} 1 \text{ пл.}} = 12,7 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{оп} 2 \text{ пл.}} = 18,87 \text{ МПа}.$$

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-21-168x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-350/80x21.

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Отбор керна будем производить роторным способом.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-40	Направление	Роторный
40-800	Кондуктор	Гидравлический забойный двигатель (турбобур)
800-3010	Эксплуатационная колонна	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2966-2981	Отбор керна	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0–40	40–800	800–3010
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3x20 мм)	PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР (6x19мм)	PDC БИТ 215,9 ВТ 613(6x12,7мм)
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МЗ	СЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,39	0,37
Масса, кг		163	40	28
G, тс	Рекомендуемая	3-8	5–12	5-15
	Предельная	25	10	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40–60	100-140	140-180
	Предельная	200	440	400

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-40	40-800	800-3010
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	10	10
Допустимая нагрузка, тс	20	8	8
Проектируемая нагрузка, тс	6	7	10

Для направления и кондуктора выбирается максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для технической и эксплуатационной колонны выбираются максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал, м		0-40	40-800	800-3010
Скорость, м/с		2,8	1,6	1,2
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Расчетная частота вращения, об/мин (n_1)		135	103	106
Статическая частота вращения, об/мин ($n_{\text{стат}}$)		60	110	120
Проектируемая частота вращения, об/мин ($n_{\text{проект}}$)		60	110	110

В интервале бурения под направление (0-40 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Производится 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 строятся области допустимого расхода бурового раствора и выбираются 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 8.

Таблица 8 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-40	40-800	800-3010	
Диаметр долота (D_d), м	0,3937	0,2953	0,2159	
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,60	0,45	0,35	
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,3	1,4	1,3	
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора ($V_{кр}$), м/с	0,15	0,13	0,11	
Механическая скорость бурения (V_m), м/с	0,0083	0,0069	0,0042	
Диаметр бурильных труб ($d_{бт}$), м	0,127	0,127	0,127	
Максимальный диаметр (d_{max}), м	0,0200	0,0190	0,0166	
Максимальный внутренний диаметр насадок ($d_{нmax}$), м	0,0254	0,0127	0,0127	
Число насадок (n)	3	6	6	
Минимально допустимая скорость восходящего потока ($V_{кпмин}$), м/с	0,5	0,5	0,5	
Разница плотностей раствора с шламом и бурового раствора ($\rho_{см} - \rho_p$), г/см ³	0,02	0,02	0,02	
Плотность бурового раствора (ρ_p), г/см ³	1,18	1,16	1,10	
Плотность разбуриваемой породы (ρ_n), г/см ³	2,0	2,0	2,0	
Расход, л/с	Q_1	73	31	13
	Q_2	46	31	11
	Q_3	73	42	18
	Q_4	35	67	44
Области допустимого расхода бурового раствора	35-73	31-67	11-44	
Запроектированные значения расхода бурового раствора	70	67	40	

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины (л/с); Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность (л/с); Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов (л/с); Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота (л/с).

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 67 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0-40	40-800	800-3010
Исходные данные				
Диаметр долота (D_d)	м	0,3937	0,2953	0,2153
	мм	393,7	295,3	215,3
Нагрузка (G_{oc}), кН		–	70	100
Расчетный коэффициент (Q), Н*м/кН		–	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Диаметр ВЗД ($D_{зд}$), мм		–	262,48	191,37
Момент, необходимый для разрушения горной породы (M_p), Н*м		–	2734	2841
Момент, необходимый для вращения долота без нагрузки (M_o), Н*м		196,85	148	107
Удельный момент долота ($M_{уд}$), Н*м/кН		48,74	36,94	27,34

Для интервала бурения 40–800 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172.7/8РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. Технические

характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики запроектированных винтовых 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
ДГР1-240.7/8.55	40-800	240	10,2	2703	30-75	62-155	26,0-39,0	114-430
RS172N754	800-3010	172	8,6	1201	19-45	85-200	10,0-15,5	70-218

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок 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, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки.

Результаты проектирование компоновки низа бурильной колонны по интервалам бурения и отбора керна приведены в приложении Б.1-Б.4.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-40 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,150	0,150	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,193	2,316	2,466	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	1,3	–	0,473	2,939	–	–	–
	УБТ	203,0	100,0	–	–	–	12	0,193	2,316	5,255	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	14,3	0,0312	0,446	5,70	1,07	>10	4,8
Кондуктор													
40-800 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,3	–	0,110	0,110	–	–	–
	Калибратор	295,3	80,0	–	–	–	1,3	–	0,313	0,423	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,489	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	7,25	–	1,775	2,264	–	–	–
	ЗТС ЗИС-4	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	2,964	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,6	15,12	18,08	–	–	–
	УБТ	178,0	80	–	–	–	12	0,156	1,872	19,96	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	759,6	0,031	23,71	43,67	1,36	5,47	3,83
Эксплуатационная колонна													
2966-2981 Отбор керна КНБК №4	Бурильная головка	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,067	0,067	–	–	–
	Керноотборный снаряд	178,0	100,0	–	–	–	8,3	–	0,054	0,121	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-95	3001	0,0312	93,63	93,75	2,69	3,53	2,21
800-3010 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,3	–	0,048	0,048	–	–	–
	Калибратор	215,9	78,0	–	–	–	0,44	–	0,049	0,097	–	–	–
	Обратный клапан	162,0	72,0	–	–	–	0,51	–	0,066	0,163	–	–	–
	Двигатель	172,0	–	–	–	–	6,25	–	0,830	0,993	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	9,6	–	0,700	1,693	–	–	–
	УБТ	172,0	83,0	–	–	–	9,45	1,600	15,12	16,81	–	–	–
	УБТ	178,0	80	–	–	–	12	0,156	1,872	18,69	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	2951	0,0312	92,14	110,83	2,28	2,16	1,53

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Плотности бурового раствора с учетом осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов определяются по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{кг}{м^3} \right] \quad (8)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21]. Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать на величину репрессии. Величина репрессии по интервалам бурения представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Величина репрессии для интервалов

Показатель	Интервал бурения				
	под направление	под кондуктор	под техническую колонну	под эксплуатационную колонну	под хвостовик
Минимальная репрессия, %	10	10	5-10	5	5
Принимаемая репрессия, %	17-20	13-16	9-12	5,5-8	5,5-7

Запроектированная величина удельного веса по интервалам бурения представлена в таблице 13.

Таблица 13 – Величина удельного веса для интервалов

Показатель	Интервал бурения		
	Под направление	Под кондуктор	Под ЭК
Удельный вес, кг/м ³	1345	1300	1210

Интервал под направление:

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

горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

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

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

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 14. Таблица 14 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование кислотности среды	57
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	2850
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	259
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	52
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	41,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели бентонитового раствора для бурения под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,345
Условная вязкость, с	30-40
Содержание песка, %	< 2

Интервалы под кондуктор:

Породы, слагающие интервалы под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая 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 и техническую колонну применяется полимер-глинистый буровой раствор.

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

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

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения под кондуктор

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	38,4
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	2883
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	19,2
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	76,9
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	336,3
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	288,3
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	96

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер глинистого раствора для бурения под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,3
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Интервал под эксплуатационную колонну:

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефте-водопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также относительное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта J2-3vs. Данные проблемы решаются с использованием полимер-глинистого бурового раствора. Данный тип растворов предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку. Компонентный состав полимер-глинистого раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Масса, кг
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование кислотности среды	98,3
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	7380
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	49,2
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	196,8
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1230
ПАЦ ВВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	73,8
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	738
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	246

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические показатели, представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели биополимерного раствора для бурения под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,210
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении Б.5.

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 Б.6.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 20, 21, 22.

Таблица 20 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	40	Бурение	0,481	0,058	Центральная	1	28,6	109,1	4,04
Под кондуктор									
40	800	Бурение	0,755	0,755	Комбинированная	3/1	12/22,2	75,8	2,7
Под эксплуатационную колонну									
800	3010	Бурение	1,025	0,088	Периферийная	6	9	83,9	3,57
Отбор керна									
2966	2981	Отбор керна	0,487	0,487	Периферийная	3/3	5/6	106	2,7

Таблица 21 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД, %	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	40	Бурение	УНБТ-950	2	90	180	174,6	0,85	112	35	70
40	800	Бурение	УНБТ-950	2	90	150	252,0	0,86	125	27,5	55
800	3010	Бурение	УНБТ-950	1	90	150	220,5	0,89	125	16	32
2966	2981	Отбор керна	УНБТ-950	1	90	150	252,0	0,85	70	7,5	15

Таблица 22 – 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				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	40	Бурение	94,3	80,1	0	3,9	0,3	10
40	800	Бурение	247,9	38,3	110,2	87,2	2,1	10
800	3010	Бурение	209,9	46,6	65,0	64,8	23,5	10
2966	2981	Отбор керна	158,8	74,3	30,9	29,3	21,6	2,7

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Планируемый интервал отбора керна 2956-3010 м.

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

В таблице 23 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 23 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2966-2981	БИТ 215,9/100 В 913 0	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Исходные данные к расчету эксплуатационной колонны

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1100
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	715	Глубина скважины, м	3010
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	650	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	415
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	30	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2006,7

Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны:

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (9)$$

где $P_{\text{н}}$ – наружное давление, МПа;

$P_{\text{в}}$ – внутреннее давление, МПа.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений в следующих случаях:

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.

На рисунках 2, 3 построены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

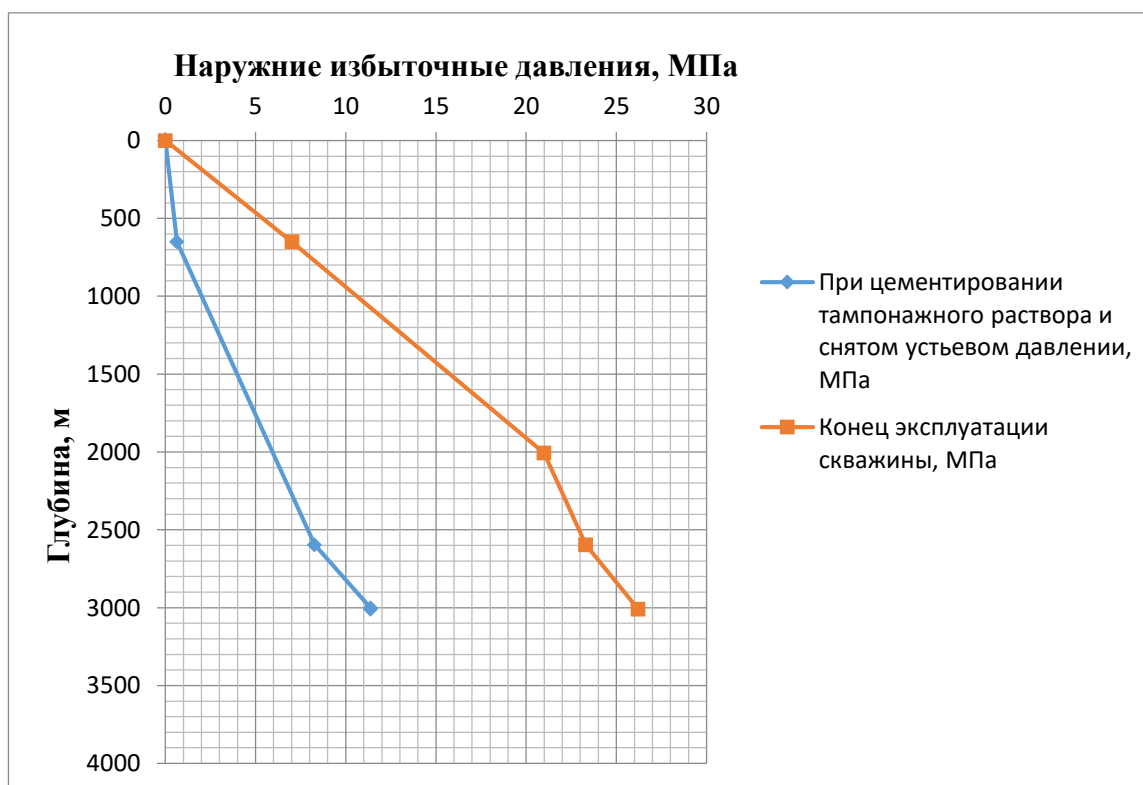


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

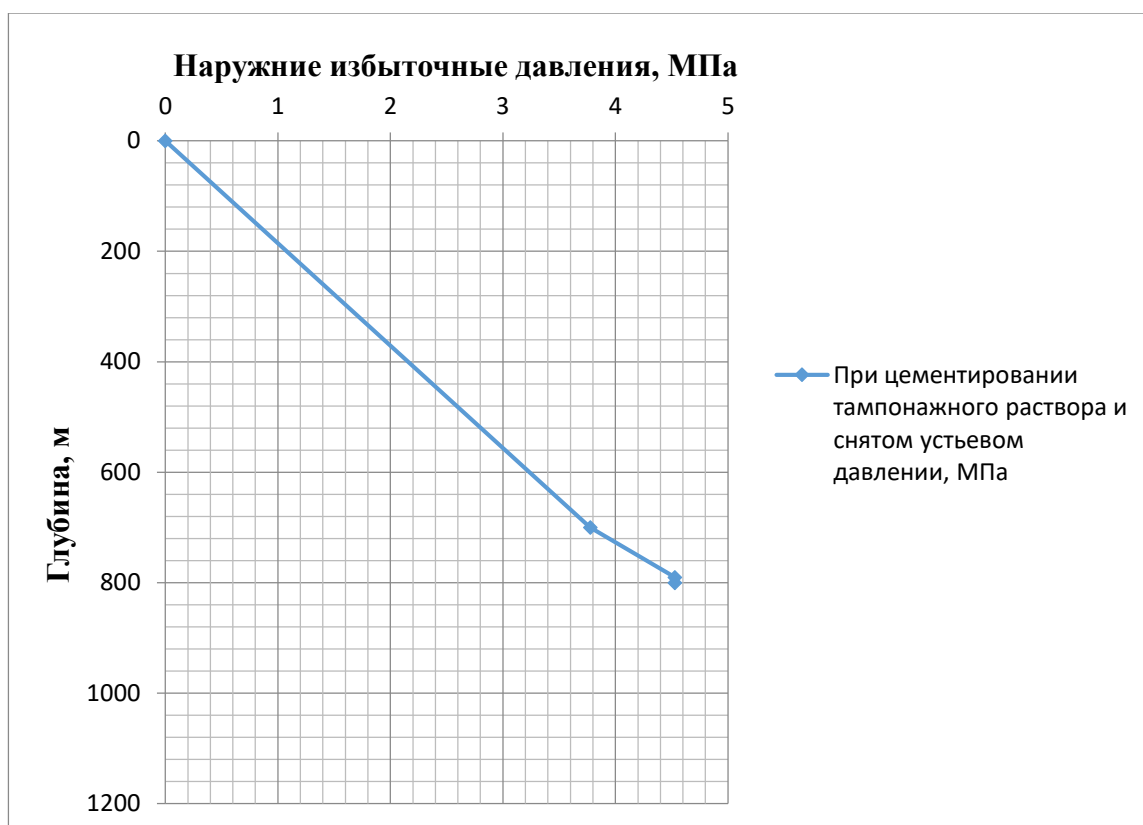


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

1.2.1 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (13)$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 4, 5.

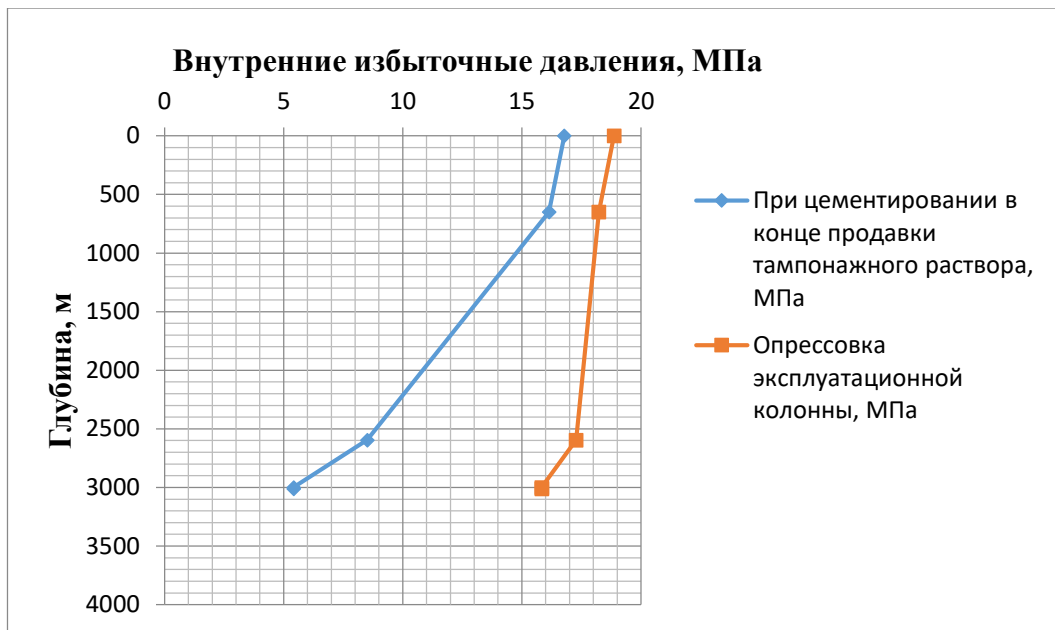


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной КОЛОННЫ

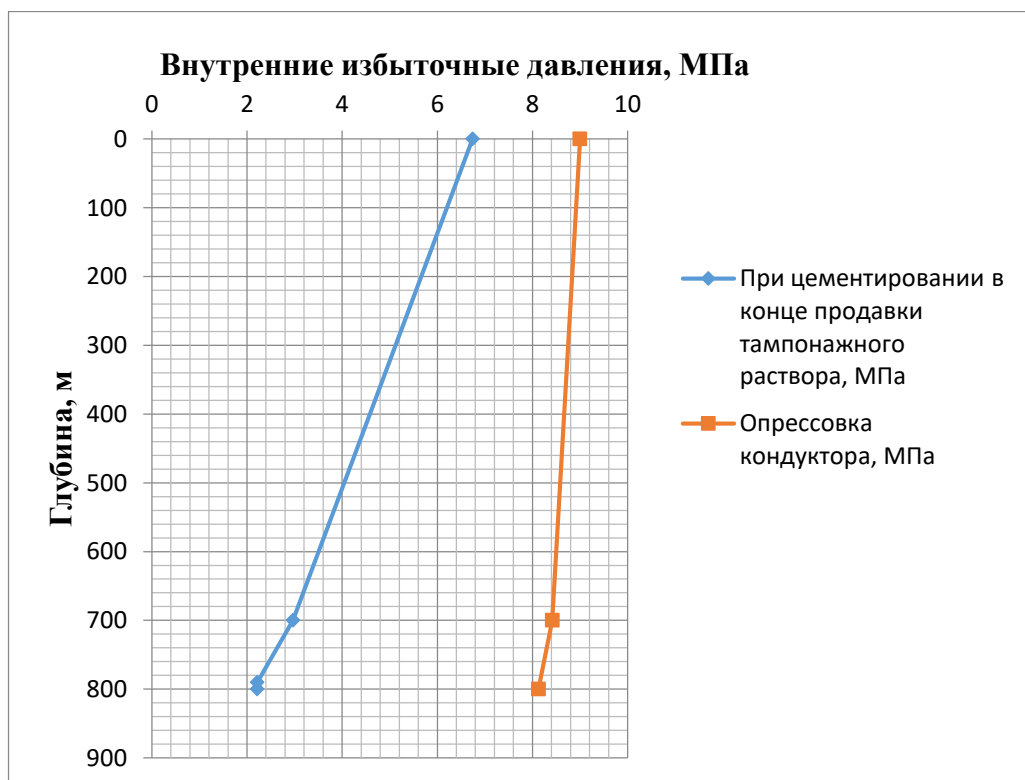


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	40	85,4	3416	3416	0-40
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	800	47,0	37600	37600	0-800
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	435	41,5	18025,5	110210,5	2575-3010
2	ОТТМ	Д	8,9	2575	35,8	92185		0-2575

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 26.

Таблица 26 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, условный диаметр колонны	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество	
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу	элементов на интервале, шт	суммарное, шт
Направление, 324 мм	БКМ-324	39,6	40	1	1
	ЦКОД-324	29,2	39,6	1	1
	ЦЦ-324	0	40	2	2
	ЦТ 324/394	0	40	1	1
	ПРП-Ц-324	28,9	29,2	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245	799,7	800	1	1
	ЦКОД-245	789,4	789,7	1	1
	ЦТ 168/216	40	800	38	38
	ЦПЦ 245/295	0	40	3	28
		40	800	25	
ПРП-Ц-245	789,1	789,4	1	1	
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКМ-168	3009,6	3010	1	1
	ЦКОД-168	3009,4	3009,	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	800	20	94
		800	3010	74	
	ЦТ 168/216	800	1900	55	58
		1900	3010	3	
	ПРП-Ц-В 168	3009	3009,2	1	1
ПРП-Ц-Н 168	3009,2	3009,4	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{гскп}} + P_{\text{гдкп}} \leq 0,95 * P_{\text{гр}}, \quad (11)$$

где $P_{\text{гскп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, МПа;

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

$P_{\text{гр}}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа.

$$41,05 + 3,74 \leq 57,19$$

$$44,801 \leq 57,19$$

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

Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 представлены объёмы тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкости.

Таблица 27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объём жидкости, м ³	Плотность жидкости, кг/м ³	Объём воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг	
Буферная жидкость	6,28	1,256	1100	0,956	МБП-СМ	87,92
		5,024	1100	4,786	МБП-МВ	75,36
Продавочная жидкость	57,72	1000	57,72	–	–	
Облегченный тампонажный раствор	57,52	1400	34,89	ПЦТ-III – Об(4-6)-100	43076	
				НТФ	21,43	
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,1	1800	8,22	ПЦТ – II – 100	10149	
				НТФ	3,32	

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (12)$$

где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т;
 G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. Причем в случае превышения массы цемента над грузоподъемностью бункера менее, чем на 3 тонны, можно не увеличивать число цементосмесительных машин, а производить досыпку цемента в момент приготовления.

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 43,07 / 10 = 4,3 - 4 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 10,14 / 13 = 0,78 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 6 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

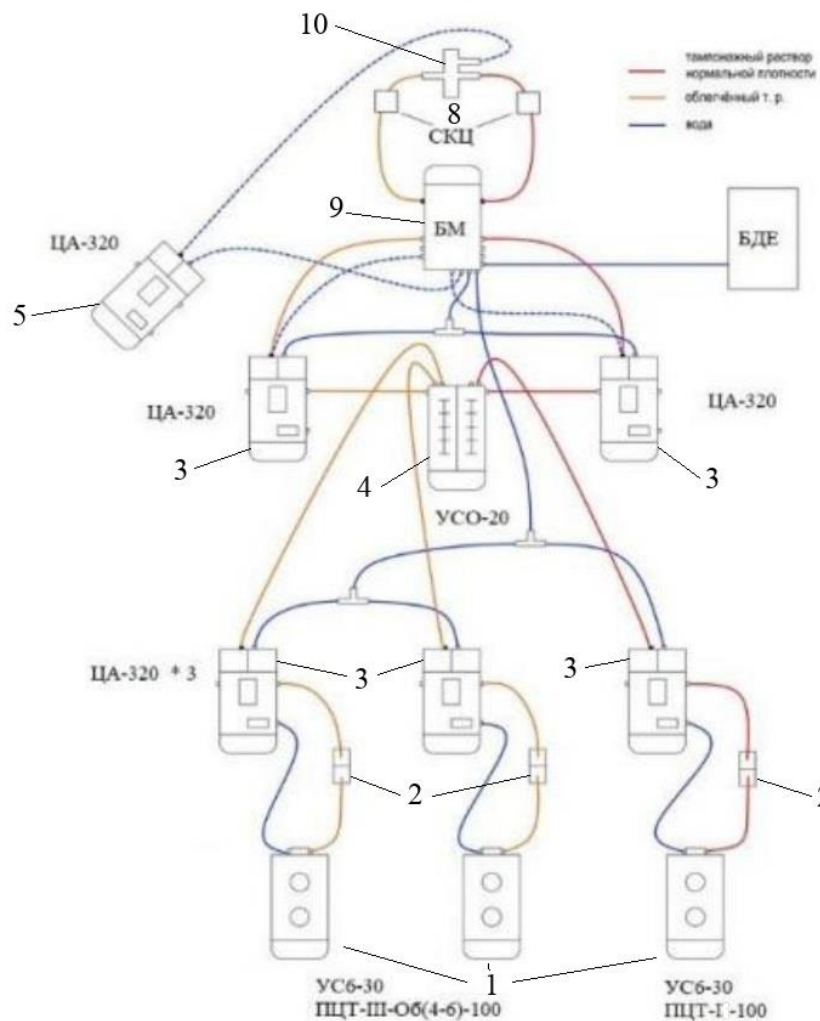


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения;
 3 – цементировочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;
 5 – цементировочный агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
 10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

Проектирование процессов испытания скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида,

определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

- оценка продуктивности пласта;
- отбор проб нефти и газа для дальнейшего исследования;
- оценка степени загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП);
- оценка коллекторских свойств пласта.

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (13)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0-1200 метров на 10% ($k = 0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k = 0,05$);

$P_{пл}$ – пластовое давление испытываемого пласта, Па;

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{ж.г.} = 1047 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21] при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}), \quad (14)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м³;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем эксплуатационной колонны, м³;

$$V_{\text{внхв}} = 0 \text{ м}^3.$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк}}) = 2(0 + 52,83) = 105,56 \text{ м}^3$$

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 28 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 28 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
301	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ);
- аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели, спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели, спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИЗ-95

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для

низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ 1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ 3). При устьевом давлении более 35 Мпа, либо наличии в разрезе газовых пластов, применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ б).

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

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

Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ 4000/200			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	93,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 93,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	91,4	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 91,4$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	121,3	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 121,3 = 1,65 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Буровые системы с расширяемыми хвостовиками

Хвостовик – обсадная колонна потайного типа, которая устанавливается в специальной системе подвески в предыдущей обсадной колонне («внахлест» на 20-50 м). Хвостовик может как цементироваться, так и не цементироваться, что обусловлено в первую очередь прочностью пород разрабатываемого пласта-коллектора.

Хвостовики подвешивают на промежуточной колонне с помощью устройства, состоящего из пакера и скользящих клиновых плашек и называемого подвеской хвостовика. При заканчивании скважины с хвостовиком эту колонну вместе с промежуточной используют как эксплуатационную.

Поскольку хвостовик устанавливается на забое и подвешен на промежуточной колонне, то основным критерий расчета — способность противостоять максимальному сминающему давлению.

Недостатки хвостовика: возможная негерметичность в подвеске хвостовика; затруднения, возникающие при первичном цементировании вследствие малых кольцевых зазоров между хвостовиком и скважиной.

При бурении хвостовики применяют для изоляции зон поглощения или аномально высоких давлений, что позволяет продолжать бурение на большую глубину.

Существуют три принципиально различающихся между собой способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин: а) на цементном камне; б) на клиньях; в) на опорной поверхности. Также большинство подвесок можно распределить по группам в соответствии с механизмом их установки, который бывает либо механическим, либо гидравлическим. Кроме этого, подвески могут быть классифицированы по числу конусов и возможности вращаться после того, как подвеска была установлена.

Технология монодиаметра является наиболее перспективным продолжением развития технологий расширяющихся трубных изделий. Идея заключается в том, чтобы устанавливать расширяемые хвостовики в скважине последовательно один за другим. Экономический эффект от

широкомасштабного внедрения технологии монодиаметра оценивается примерно в 30-50% от стоимости и времени бурения в настоящее время и базируется на сокращении потребного количества материалов (цемента, металла, бурового раствора), выноса шлама и сокращении времени бурения.

К достоинствам технологии относится следующее:

- переход на новую конструкцию скважины, обеспечивающий снижение диаметра и количества спускаемых колонн;
- снижение отходов бурения, особенно шлама, снижение потребного количества материалов (цемента, бурового раствора, металла);
- возможность применения меньшего по геометрическим параметрам и мощности оборудования (подводное оборудование, райзер, буровая установка и т. д.);
- снижение затрат энергии и выбросов в атмосферу;
- возможность строительства скважин со сверхбольшим отходом от вертикали.

Расширяемые хвостовики, предназначены для необсаженных стволов скважин. Одна из самых больших проблем возникает, когда они используются в качестве расширяемых эксплуатационных колонн-хвостовиков в стволах скважин с большими углами оклонения от вертикали и в горизонтальных скважинах большой протяженности для обеспечения максимального контакта с пластом-коллектором (maximum-reservoir contact – MRC).

В MRC-проектах скважин расширяемые хвостовики, устанавливаемые в необсаженных стволах, использовались для удлинения колонны обсадных труб с целью лучшего проникновения в пласт-коллектор и в то же время, чтобы свести к минимуму необходимость уменьшения диаметра ствола скважины. MRC-проекты позволяют получить значительные преимущества, поскольку «спасают» плохо пробуренные скважины и позволяют значительно увеличить добычу и объем поддающихся извлечению ресурсов, ввести в эксплуатацию старые скважины и месторождения с увеличением извлекаемых запасов от 30 до 45 % при теоретической возможности увеличения запасов почти на 75 %.

Однако при прокладке горизонтальных стволов в этих MRC-проектах также имеют место механические прихваты и прихваты под действием перепада давлений, которые создают значительные трудности для установки расширяемых хвостовиков. Появляющиеся в таких условиях напряжения прикладываются ко всей конструкции расширяемого хвостовика, включая обсадную трубу и ее соединительные устройства, и они могут привести к значительной опасности в процессе эксплуатации скважины, если не будут приняты строгие меры для гарантии качества этих устройств.

Специфической проблемой в таких проектах являются прихваты из-за действия разности давлений при увеличении диаметра трубы расширяемого хвостовика. В типичных случаях в соответствии с физическими основами материального баланса при увеличении диаметра трубы расширяемого хвостовика длина его уменьшается. Такая линейная усадка обычно составляет от 4 до 6 %.

Когда обсадная колонна расширяется в направлении от нижней части хвостовика вверх, то уменьшение его длины (или линейная усадка) легко компенсируется путем добавления участка нерасширяемой трубы. Этот дополнительный участок хвостовика добавляется путем его установки внахлестку на расширяемую обсадную колонну и на ту часть обсадной колонны, которая должна простираться дальше.

Однако, когда при увеличении диаметра хвостовика он не может двигаться, то не произойдет перераспределения материала в расширяемую часть хвостовика из всей его длины для обеспечения баланса материалов. Вместо этого необходимый объем материала будет поступать из стенки хвостовика и его соединительных устройств. Это приводит к необходимости предъявлять очень высокие требования к технологии расширения, что заставляет использовать очень точно установленные режимы работы системы расширения.

Основные этапы установки

Стандартное оборудование для спуска обсадных колонн и гидравлические насосы используются для спуска и развальцовки расширяемого хвостовика, устанавливаемого в необсаженном стволе. Этот процесс не сложнее процесса установки стандартного бурового хвостовика с использованием процесса цементирования через внутреннюю часть трубы. Последовательность спуска всей системы расширяемого хвостовика, устанавливаемого в необсаженном стволе, простая и понятная, как показано на рисунке 7:

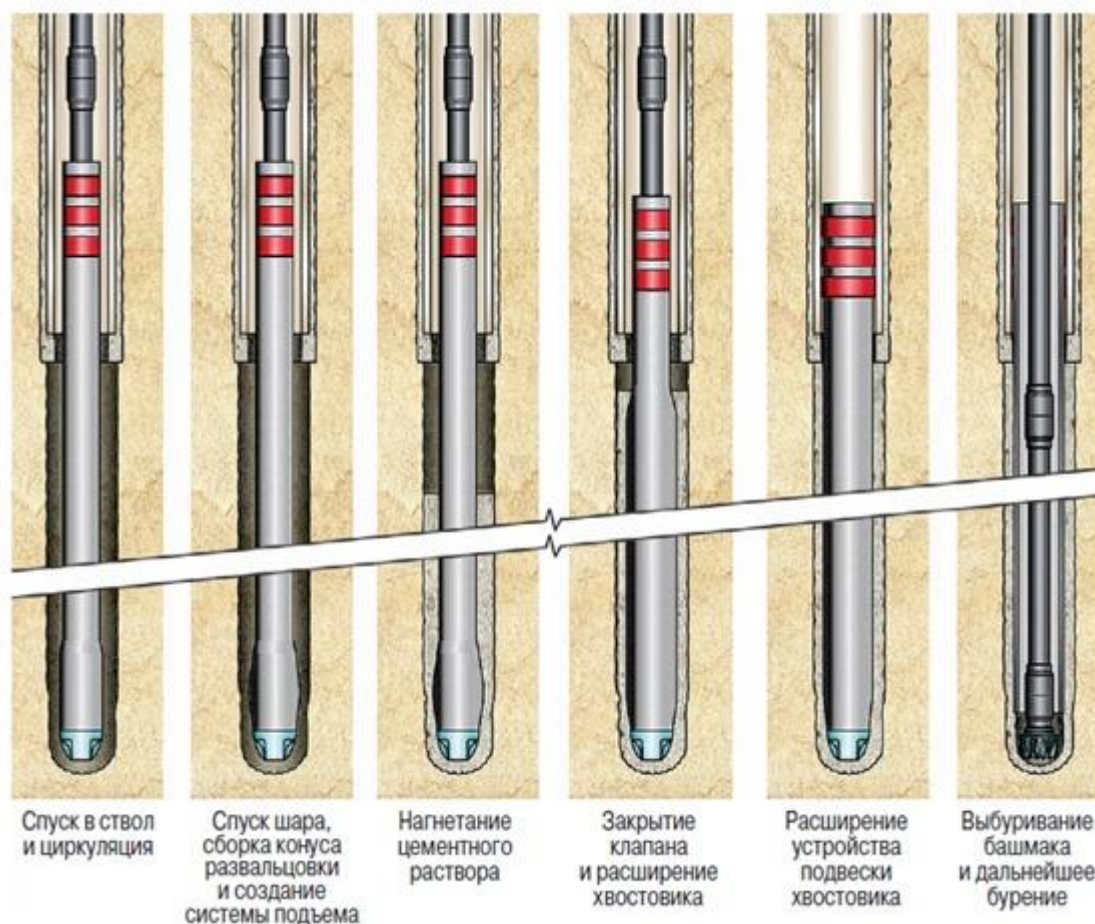


Рисунок 7 – Последовательность операций установки хвостовика в необсаженном стволе

– Система спуска в расширенную часть ствола. Ствол скважины обычно расширяется до диаметра затрубного пространства, которое должно быть между расширяющимся хвостовиком и стенкой ствола скважины, для образования достаточной толщины цементного слоя для обеспечения хорошей

изоляции зоны между отдельными пластами, в которые будет проникать хвостовик.

– Сборка конической вставки для развальцовки хвостовика. После спуска расширяемого хвостовика на проектную глубину (total depth – TD) в скважину сбрасывается шар и производится сборка конуса развальцовки трубы хвостовика.

– Цементирование расширяемого хвостовика. После окончания сборки конуса развальцовки сбрасываемый шар перемещается во второе положение, чтобы восстановить и усилить полную циркуляционную способность. В пространство вокруг нерасширяемой части хвостовика нагнетается цементный раствор с замедлителем схватывания. Время замедление схватывания цемента достаточно для того, чтобы произошло полное расширение хвостовика до начала затвердевания цемента. Спускается стандартный держатель с наконечником (не показан) и устанавливается выше инструмента для спуска расширяемого хвостовика. Перед операцией цементирования спускается направляющий наконечник и еще один после нагнетания цемента.

– Закрытие клапана системы расширения и расширение трубы хвостовика. После завершения цементирования закрывается клапан в находящейся в забое сборке расширяемого хвостовика путем поворота бурильной колонны. Это облегчает уплотнение или гидравлическую изоляцию внутренней части расширяемого хвостовика в стволе скважины. Эта изоляция позволяет увеличивать давление нагнетания. Буровой раствор нагнетается в расширяемый хвостовик и располагается между закрытым клапаном в компоновке низа бурильной колонны и системой расширяемых манжетных уплотнений выше конуса развальцовки (рисунок 8).

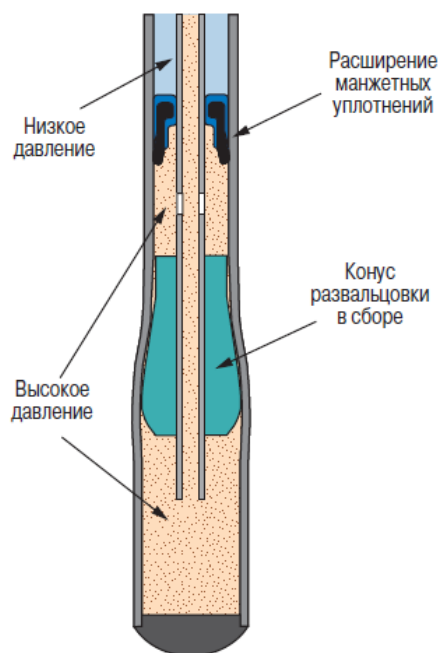


Рисунок 8 – Нагнетание бурового раствора в расширяемый хвостовик

Это создает перепад давлений на расширяемых манжетных уплотнениях. Этот перепад давлений (обычно между 2000 и 3000 фунт/дюйм²) создает механическое усилие, достаточное для растяжения трубы обсадной колонны (1 фунт/дюйм² = 6,8 кПа). Обсадная труба вынуждена опускаться на забой при увеличении диаметра хвостовика в процессе его расширения.

После растяжения звена обсадной колонны давление нагнетания уменьшается до нуля, производится захват колонны бурильных труб клиньями, свеча бурильных труб отвинчивается и поднимается обратно на буровую вышку. Затем с помощью верхнего привода колонна бурильных труб собирается снова, и процесс расширения повторяется до тех пор, пока не будет расширен весь хвостовик.

– Расширение подвешного устройства хвостовика. Подвеска хвостовика включает несколько уплотнительных элементов из эластомера (от трех до пяти лент из эластомера шириной около 6 и толщиной около 1/8), напрессованных на стальной механически обработанный корпус. Процесс расширения продолжается так же, как на этапе 4. Расширяется корпус подвески хвостовика, при этом происходит сжатие уплотнений из эластомера между расширенной обсадной трубой и внутренним диаметром башмака предыдущего

звена обсадной колонны. При расширении подвески хвостовика обеспечивается механическое жесткое крепление верхней части хвостовика и его гидравлическое уплотнение.

– Выбуривание башмака. После полного расширения хвостовика и его подвески, колонна бурильных труб вместе с инструментом для расширения извлекаются из ствола скважины. В скважину производится спуск долота для выбуривания башмака расширенного хвостовика и выполняется операция выбуривания.

Первым шагом в экспериментах по практическому применению технологии было строительство скважины с двумя короткими расширяемыми хвостовиками одного диаметра совместными усилиями компаний Shell Exploration & Production Co., Shell International Exploration & Production Inc. и Enventure Global Technology в середине 2002 г. в округе Стар, Южный Техас.

Несмотря на то, что эксперименты по практическому внедрению технологии были довольно трудоемкими, они подтвердили практическую возможность строительства скважин с монодиаметром, и после усовершенствования технологии она позволит сократить затраты на строительство и обеспечить проводку ствола разумно большего внутреннего диаметра по всей длине до беспрецедентных глубин.

На данный момент при бурении на шельфе наиболее распространенной является многоколонная конструкция скважины. Ввиду различных особенностей шельфовых месторождений для предотвращения возникновения различных осложнений и аварий используют многоколонную конструкцию скважин с несколькими техническими колоннами. Это приводит к значительному увеличению диаметра скважины, повышенной металлоемкости скважины и дополнительным расходам. Кроме того, в разработку включаются всё большее число труднодоступных месторождений, т.е. наблюдается тенденция увеличения глубин бурения, протяженности скважин и усложнения геологических условий разреза. В связи с этим особенно актуальной становится проблема сохранения диаметра ствола скважины и эксплуатационных обсадных колонн, а также

гидравлической изоляции проницаемых пластов, увеличения срока службы скважины и ее экономической пригодности

Вывод

Технология монодиаметра является наиболее перспективным продолжением развития технологий расширяющихся трубных изделий, которые уже сейчас активно применяются ведущими отечественными и зарубежными нефтегазовыми компаниями.

Развитие технологии монодиаметра даст возможность рентабельной разработки небольших по запасам месторождений, а также бурения более глубоких скважин и скважин с большим отходом от вертикали (до 15 км и более), что в случае разработки морских месторождений позволяет отказаться или сократить количество морских платформ.

Анализируя экономическую эффективность применения технологии бурения монодиаметра и сокращение потребности материалов для строительства, можно сделать вывод о том, что задача сохранения диаметров скважины и обсадных колонн, а также гидравлическая изоляция проницаемых пластов обретают первостепенное значение при проектировании конструкции скважины. В связи с чем, применение буровых систем с расширяемыми хвостовиками имеет немалый потенциал и большие перспективы развития и модернизации данного направления.

Изучены преимущества и недостатки подвесных механизмов, а также определены отличительные особенности расширяемых хвостовиков, их область применения и достоинства

При рассмотрении данного вопроса были использованы источники [4–6].

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные для расчета представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м	3010
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d393,7 мм на глубину 40 м
- кондуктор	d295,3 мм на глубину 800 м
- эксплуатационная колонна	d215,9 мм на глубину 3010 м
Буровая установка	Уралмаш 3Д-76
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
Производительность, л/с:	
- в интервале 0-40 м	70
- в интервале 40-800 м	67
- в интервале 800-3010 м	40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 109 м, d 203,7 мм 24 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 40-800 м	ДГР-240.7/8.55(0°00')
- в интервале 800-3010 м	ДРУ2-172РС (0°00')
- при отборе керна	БИТ 215,9/100 В 913 0
Бурильные трубы: длина свечей, м	14

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото по представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Тюменская область)

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	40	40	0,027	460
2	40	800	760	0,028	810
3	800	3010	2250	0,038	210

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [7].

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

$$N = T * H, \quad (15)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 40 * 0,027 = 1,08 \text{ ч.}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
40	0,027	1,08
800	0,028	22,4
2250	0,032	72
Итого		95,48

Далее производится расчет нормативного количества долот n . Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (16)$$

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

Для направления:

$$n = 40 / 460 = 0,09.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 33.

Таблица 33 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	n
40	460	0,09
760	810	0,94
2250	1400	1,6
Итого на скважину		2,63

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (17)$$

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

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в приложении В.1.

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $3 * 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $26 * 1 = 26$ мин;
- эксплуатационная колонна: $69 * 1 = 69$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 8 ч, кондуктора – 48 ч, эксплуатационной колонны – 48 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;

- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отворачивание долота – 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

$$L_c = L_k - L_n, \quad (18)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 40 - 10 = 30 \text{ м.}$$

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

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (19)$$

Для направления:

$$L_T = 40 - 17 = 23 \text{ м;}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (20)$$

где l_c – длина одной свечи, м.

Для направления:

$$N = 1.$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин. Для кондуктора:}$$

$$L_c = 800 - 10 = 790 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 790 - 17 = 773 \text{ м;}$$

$$N = 773 / 36 = 21,47 \approx 21 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 21 * 2 + 7 = 49 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3010 - 10 = 3000 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 3000 - 17 = 2983 \text{ м;}$$

$$N = 2983 / 36 = 82,86 \approx 83 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 83 \cdot 2 + 5 = 171 \text{ мин.}$$

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

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 минуты. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается. Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 47 + 171 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 423 \text{ мин} = 7,05 \text{ ч.}$$

4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

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

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

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ

составляет 7,56 ч.

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ [8].

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

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 302,35 часов или 12,59 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$266,2 * 0,066 = 17,56 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 266,2 + 17,56 + 25 = 308,76 \text{ ч} = 12,86 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34 – Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	3
Бурильщик 6 разряда	4
Бурильщик 5 разряда	4
Помощник бурильщика 5 разряда	4
Помощник бурильщика 4 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	4
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	2

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 35.

Таблица 35 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице 35:

- Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж);
- Буровая бригада (бурение);
- Бригада испытания.

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_n * k, \quad (21)$$

где T_n , – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (22)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч; $t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с

учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении В.3, В.4

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут.
Бурение:			
Направлене	1,52	1,66	0,09
Кондуктор	35,96	39,19	1,68
Эксплуатационная колонна	87,53	95,4	5,46
Крепление:			
Направлене	3,56	3,92	0,16
Кондуктор	16,0	18,6	0,77
Эксплуатационная колонна	32,4	30,5	1,27
Итого	176,97	189,27	9,43

Уточненный сводный сметный расчет представлен в приложении В.2.

4.3.2 Расчет технико-экономических показателей

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

а) механическая скорость V_M , м/ч;

$$V_M = H / T_M, \quad (23)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

$$V_p = H / (T_M + T_{сно}), \quad (24)$$

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

в) коммерческая скорость V_K , м/ч;

$$V_K = (H * 720) / T_h, \quad (25)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м;

$$h_d = H / n, \quad (26)$$

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (27)$$

где C_{c1m} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3010
Продолжительность бурения, сут.	9,64
Механическая скорость, м/ч	32,3
Рейсовая скорость, м/ч	21,17
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	10382
Проходка на долото, м	1150
Стоимость одного метра, руб.	58234

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [10]. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части II – на строительные и монтажные работы, в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Тюменской области этот индекс составляет на январь 2019 года 204,2.

5 Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические решения по строительству нефтяной вертикальной скважины в районе приравненному к крайнему северу. Что в свою очередь подразумевает тяжелые климатические условия и большую опасность возникновения опасных условий труда. Поэтому организовать работу необходимо такими путем, при котором опасные условия труда и риски возникновения несчастных случаев будут сведены к нулю. Рассмотрим опасные и вредные факторы при производстве работ.

Работа на буровой установке имеет такие особенности, как вахтовый метод работы и наличие определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, регламентируемые главой 47 ТК РФ «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [27]. Ст. 297. регулирует общие положения о работе вахтовым методом, в частности об обустройстве вахтовых поселков для работников. Ст. 298. определяет ограничения на работы вахтовым методом. К работам не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Ст. 299-302 регулируют продолжительность вахты (не более одного месяца), режимы труда и отдыха (продолжительность смены не более 12 часов), гарантии и компенсации работающим вахтовым методом (надбавки к заработной плате; районные коэффициенты - 1,5 для места проведения работ по проекту; ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск). Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии»

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда в организации возлагаются в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации на работодателя.

Работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве сырья и материалов;

- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте;

- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации и законодательством субъектов Российской Федерации;

- приобретение за счет собственных средств и выдачу спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ), смывающих и обезвреживающих средств в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением;

- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний требований охраны труда, недопущение к работе лиц, не прошедших в установленном порядке указанное обучение, инструктаж, стажировку и проверку знаний требований охраны труда;

- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты;

- проведение специальной оценки рабочих мест по условиям труда;

- проведение за счет собственных средств обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в течение трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, внеочередных медицинских осмотров (обследований) работников по их просьбам в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ними места работы (должности) и среднего заработка на время прохождения указанных медицинских осмотров;

- недопущение работников к выполнению ими трудовых обязанностей без прохождения обязательных медицинских осмотров, а также в случае медицинских противопоказаний;

- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о существующем риске повреждения здоровья и полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты;

- предоставление органам государственного управления охраной труда, органам государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда информации и документов, необходимых для осуществления ими своих полномочий;

- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи;

- расследование в установленном Правительством Российской Федерации порядке несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда;

- беспрепятственный допуск должностных лиц органов государственного управления охраной труда, органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда, органов Фонда социального страхования Российской Федерации, а также представителей органов общественного контроля в целях проведения проверок условий и

охраны труда в организации и расследования несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- выполнение предписаний должностных лиц органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда;

- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профзаболеваний;

- ознакомление работников с требованиями охраны труда.

Работник обязан:

- соблюдать требования охраны труда;

- правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты;

- проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочем месте и проверку знаний требований охраны труда;

- немедленно извещать своего непосредственного или вышестоящего руководителя о любой ситуации, угрожающей жизни и здоровью людей, о каждом несчастном случае, происшедшем на производстве, или об ухудшении состояния своего здоровья, в том числе и о появлении признаков острого профзаболевания (отравления);

- проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры (обследования).

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин, буровая установка оснащается механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами санитарно-бытового оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», ПБвНиГП 2015г

Буровая установка должна быть укомплектована согласно п. 141 ПБвНиГП 2015 г:

- ограничителем высоты подъема талевого блока;

- ограничителем допускаемой нагрузки на крюке;

блокирующими устройствами по отключению привода буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндрической втулки;

станцией (приборами) контроля параметров бурения.

приемным мостом с горизонтальным участком длиной не менее 14 м, шириной не менее 2 м и стеллажами. При укладке труб должны использоваться специальные прокладки и боковые упоры. Высота укладки труб не более 2-х метров, но не выше ширины стеллажа. Стеллажи должны иметь не менее двух проходов на приемный мост на каждую сторону. При высоте стеллажа ниже приемного моста подача труб на последний должна быть механизирована;

оборудованием для приготовления, обработки, утяжеления, очистки, дегазации и перемешивания раствора, сбора шлама и отработанной жидкости;

устройством для осушки воздуха, подаваемого в пневмосистему управления буровой установки;

успокоителем ходового конца талевого каната;

системами обогрева рабочих мест;

блокирующими устройствами по предупреждению включения ротора при снятых ограждениях и поднятых клиньях ротора;

приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей;

системой запасных и приемных емкостей, оборудованных уровнемерами и автоматической сигнализацией для контроля уровня жидкости в них;

градуированной мерной емкостью для контролируемого долива скважины, оснащенной уровнемером для контроля заполнения скважины.

5.2 Санитарно-гигиенические требования к организации работ

Одна из главных особенностей условий труда персонала – это работа, в основном, на открытом воздухе, а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами. При низкой (сверхдопустимых норм) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21-25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35-40 °С.

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде (на открытой территории) в течение более 10 минут при температуре воздуха до минус 10 °С и не более 5 минут при температуре воздуха ниже минус 10 °С.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее, чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

При температуре воздуха ниже минус 30 °С не рекомендуется планировать выполнение физической работы категории выше Па. При температуре воздуха ниже минус 40 °С следует предусматривать защиту лица и верхних дыхательных путей.

В обеденный перерыв работники обеспечиваются «горячим» питанием.

Пояс светового климата, где выполняются работы, относится к I.

По задачам зрительной работы производственные помещения согласно принятой строительными нормами и правилами классификации к следующим группам:

I группа – производственные помещения и открытые площадки, на которых расположены основные рабочие места;

II группа – производственные помещения и открытые площадки, где ведется только надзор за работой технологического оборудования;

IV группа – маршевые лестницы, коридоры, проходы, переходы и т. п.

Общее и комбинированное освещение выполняем согласно СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение».

На буровой фактические уровни освещенности отмечают в Журнале проверки техники безопасности. Перед началом работ в каждой смене в Журнале проверки состояния техники безопасности производят запись о санитарно-техническом состоянии светильников.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения обеспечивают на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна–две лампы присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола. Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно переключается на аккумуляторную батарею или двигатель-генераторную установку.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Переносные ручные светильники ремонтного освещения питаются от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

На буровой вышке установлены светильники во взрывозащищенном исполнении при бурении газовых скважин и нефтяных скважин с давлением вскрываемого пласта выше гидростатического.

На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) предусмотрены надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях – с указанием значения тока плавкой вставки.

У дежурного персонала имеются схемы сети освещения и запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения снабжен переносными электрическими фонарями.

В соответствии с требованием СанПиН 2.2.3.1384-03 «Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ», а также со статьей 221 «Трудового кодекса Российской Федерации», на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, связанных с загрязнением, выдаются сертифицированные средства индивидуальной защиты, в соответствии с нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Всем работникам выдаются бесплатно за счет генподрядчика специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ) в соответствии с нормами, утвержденными в установленном порядке.

Гигиенические требования к средствам индивидуальной защиты должны соответствовать требованиям санитарных правил и иметь санитарно-эпидемиологическое заключение.

Выдаваемые работникам средства индивидуальной защиты должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы.

Работники к работе в неисправной, не отремонтированной, загрязненной специальной одежде и специальной обуви, а также с неисправными СИЗ не допускаются.

Пред выдачей работникам таких СИЗ, как респираторы, противогазы, предохранительные пояса, каски и другие, проводится инструктаж работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности этих средств. Обязательно проводить регулярные испытания и проверку исправности средств индивидуальной защиты, а также своевременную замену частей СИЗ с понизившимися защитными свойствами.

Для хранения выданных работникам СИЗ, на буровой оборудуют специальные помещения (гардеробные).

На буровой организуется надлежащий уход за средствами индивидуальной защиты и их хранение, своевременно осуществляется химчистка, стирка, ремонт, специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. В гардеробных устраиваются сушилки для специальной одежды и обуви.

На буровой обеспечивается выдача смывающих средств, в соответствии с установленными нормами работникам, занятым на работах, связанных с загрязнением тела.

При умывальниках должно быть мыло и регулярно сменяемые полотенца или воздушные осушители рук.

Работающие на открытой территории в холодный период года обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты (СИЗ) от холода с учетом климатического региона (пояса). При этом комплект СИЗ должен иметь положительное санитарно-эпидемиологическое заключение с указанием величины его теплоизоляции.

Во избежание локального охлаждения, работающих следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами, применительно к конкретному климатическому региону (поясу). На рукавицы, обувь, головные уборы должны

иметься положительные санитарно-эпидемиологические заключения с указанием величин их теплоизоляции.

При разработке внутрисменного режима работы, следует ориентироваться на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде, и временем обогрева, в целях нормализации теплового состояния организма.

Приобретение и выдача работникам средств индивидуальной защиты, не имеющих сертификата соответствия, не допускается.

5.3 Требования безопасности при эксплуатации бурового оборудования

После окончания монтажа буровой установки все оборудование опробовано без нагрузки под руководством работников служб главного механика и главного энергетика.

В процессе эксплуатации буровую вышку и оборудование осматривают механик и буровой мастер не реже одного раза в два месяца с записью результатов осмотра в журнал проверки технического состояния оборудования.

В случаях, перечисленных ниже, кроме механика и бурового мастера в осмотре принимает участие представитель вышкомонтажной конторы:

- перед спуском обсадной колонны;
- перед началом и после окончания ловильных работ и других аварийных работ, связанных с нагрузкой на вышку;
- после открытых фонтанов и выбросов;
- до начала и после окончания передвижения вышки;
- после сильного ветра со скоростью 15 м/с и выше.

По результатам проверки технического состояния вышки составляется акт и подписывается работниками, производившими осмотр.

Поврежденные детали вышки восстанавливают или заменяют до возобновления работ. Основные виды произведенных ремонтных работ записывают в технические паспорта вышки и оборудования.

Периодичность осмотров или испытаний буровых вышек определяется инструкциями заводов-изготовителей, согласованными с Ростехнадзором. Во всех случаях эксплуатации вышки свыше семи лет она ежегодно осматривается комиссией с участием главных специалистов с составлением акта о ее техническом состоянии и заключении о пригодности вышки к дальнейшей эксплуатации.

Кронблоки, рамы кронблоков и подкронблочные балки вышек и мачт осматриваются с проверкой всех узлов крепления не реже одного раза в два месяца.

На законченной монтажом буровой установке бурение скважины может быть начато после приемки ее комиссией, назначенной приказом по предприятию. Предприятие обязано представить приемочной комиссии для ознакомления геолого-технический наряд, основную техническую документацию на буровое оборудование, акты об его испытаниях, документацию на электрооборудование и заземляющие устройства.

Комиссия составляет Акт о вводе в эксплуатацию буровой установки. Пусковая документация хранится на буровой установке.

Подача напряжения на буровые установки для производства буровых работ разрешается после окончания всех строительного-монтажных и электроналадочных работ. Напряжение должно быть подано в светлое время суток. Каждая буровая установка обеспечена переносным светильником напряжением не выше 12 В и аварийным освещением от автономного источника питания.

До начала монтажа буровая установка обеспечена радио- или телефонной связью.

Буровая установка укомплектована щитом с приборами контроля за работой механизмов и выполнением технологических процессов. Приборы должны быть хорошо видны с поста бурильщика и защищены от вибрации.

Производство каких-либо работ, связанных с перемещением талевой системы, без исправного ограничителя подъема талевого блока под кронблок (противозатаскивателя) запрещается.

Шланг для нагнетания промывочной жидкости обмотан страховочным стальным мягким канатом диаметром 12 мм с петлями через каждые 1,0–1,5 м по всей длине шланга. Один конец шланга следует крепить к вертлюгу с охватом его неподвижной части, а другой – к ноге вышки (мачты) с предварительным охватом – витком вокруг верхнего конца стояка. Запрещается применять канаты с нарушением целостности и прочности.

Во время работы механизмов запрещается:

- производить ремонт или крепление каких-либо частей;
- чистить и смазывать движущиеся части вручную или с помощью, не предназначенных для этих целей;
- снимать ограждение или отдельные части и проникать за ограждения;
- тормозить движущиеся части не предназначенными для этого приспособлениями или предметами;
- направлять, надевать, сбрасывать, натягивать или ослаблять ременные или цепные передачи.

После остановки оборудования для смазки, осмотра, регулировки и крепления деталей на отключающем устройстве необходимо вывесить предупредительный плакат «Не включать – работают люди!». При этом должны быть приняты меры против самопроизвольного их включения, а в пневмосистеме давление необходимо снизить до атмосферного.

Для взрывопожароопасных технологических систем, оборудование и трубопроводы которых в процессе эксплуатации могут подвергаться вибрации, предусмотрены меры по ее исключению. Кроме того, предусмотрены автоматические системы противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации при отклонении от предусмотренных регламентом предельно допустимых параметров во всех

режимах работы и обеспечивающие безопасную остановку или перевод процесса в безопасное состояние.

При пуске в работу или остановке оборудования (аппаратов, участков трубопроводов и т. п.) разработаны меры по предотвращению образования в технологической системе взрывоопасных смесей (продувка инертным газом, контроль за эффективностью продувки и т. д.).

Пуск в эксплуатацию вновь смонтированного или модернизированного оборудования осуществляется комиссией предприятия после проверки соответствия его проекту и требованиям правил технической эксплуатации.

Пуск в эксплуатацию оборудования после капитального ремонта (без модернизации и изменения размещения) осуществляется руководством цеха с участием соответствующих специалистов.

5.3.1 Экологичность проекта

Основными источниками загрязнения окружающей природной среды являются:

- буровые и тампонажные растворы;
- сточные буровые воды и шлам;
- пластовые воды;
- продукты испытания скважин;
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных;
- материалы для приготовления, утяжеления и химической обработки буровых и тампонажных растворов;
- ГСМ;
- хозяйственно-бытовые сточные воды и твердые бытовые отходы;
- ливневые сточные воды.

Предусматриваемые в проекте природоохранные мероприятия обеспечивают:

- предотвращение загрязнения водных бассейнов и подземных вод жидкими и твердыми отходами;
- устранение вредного влияния на окружающую среду пыления грузов при транспортировании, погрузке, выгрузке и складировании;
- максимально возможную защиту атмосферного воздуха от отработавших газов и дыма;
- защиту прилегающих жилых районов от шума и вибрации.

Поверхностные воды (ливневые и талые) образуются из атмосферных осадков. Различают поверхностные воды «чужие», поступающие с соседних возвышенных участков, и «свои», образующиеся непосредственно на площадке.

Для перехвата «чужих» вод устраивают нагорные и водоотводные канавы или обваловывание вдоль границ площадки в повышенной ее части. Водоотводные канавы обеспечивают пропуск ливневых и талых вод в пониженных участках местности за пределы площадки, глубина их не менее 0,5 м, ширина – 0,5–0,6 м с высотой бровки над расчетным уровнем воды не менее 0,1–0,2 м.

Поверхностные воды отводят, придавая соответствующий уклон вертикальной планировке площадки и устраивая сети открытого или закрытого водостока, а также с помощью принудительного сброса через водоотводные трубопроводы посредством электрических насосов.

Для снижения шума и вибрации применяем:

- установку машин, при работе которых возникают вибрации, на самостоятельном фундаменте;
- увеличение массы фундаментов вибрирующего оборудования;
- устройство акустических разрывов и акустических швов вокруг фундаментов вибрирующего оборудования;
- применение звукоизолирующих кожухов и др.

Датчики ПДК на объектах бурения, добычи, промышленного транспорта нефти и газа установлены на высоте 0,5 м от уровня земли (пола):

- у основного входа на промплощадку;

- в помещениях у рабочего места персонала.

Дополнительно датчики ПДК установлены на буровой:

- у вибросита на высоте 0,5–0,7 м от его поверхности;
- на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали);
- в подвышечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра;
- в насосном помещении между насосами;
- на добывающей скважине:
- у устья скважины на расстоянии 1 м от устья со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на объектах промышленного транспорта нефти и газа:
- у камер приема и запуска очистительных устройств на расстоянии 1 м от основного разъема на уровне разъема;
- у дренажной емкости и сепаратора на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала;
- на входных манифольдах на расстоянии 1 м от арматуры (один датчик на каждые 10 м зоны обслуживания);
- у надземных кранов-отсекателей промышленных трубопроводов на расстоянии 1 м со стороны подхода обслуживающего персонала.

Датчики дозврывоопасных концентраций (ДВК) на открытых площадках установлены на высоте 0,5–1,0 м от поверхности земли (пола).

Газосигнализаторы обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при предельно допустимой концентрации (ПДК) вредных веществ.

Газосигнализаторы диалогово вычислительного комплекса (ДВК) обеспечивают подачу предупреждающего светового и звукового сигналов при концентрации горючих газов 20 % и аварийного – при 50 % от нижнего концентрационного предела воспламенения (НКПВ).

Допускается временное хранение отходов на территории предприятия сроком до одного года без оформления разрешения при соблюдении правил временного хранения отходов. Площадки временного хранения отходов оборудованы таким образом, чтобы свести к минимуму загрязнение окружающей природной среды. Нормирование объемов и условий накопления токсичных промышленных отходов на площадках временного хранения осуществляется в соответствии с нормативно-методическим документом – Предельное количество накопления токсичных промышленных отходов на территории предприятия (организации).

5.3.2 Безопасность и защита в чрезвычайных ситуациях

При возникновении открытых нефтяных и газовых фонтанов на буровой необходимо:

- прекратить все работы в загазованной зоне и вывести из нее людей;
- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропередач, которые могут оказаться на загазованных участках;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи фонтанирующей скважины.

На границе территории установлены запрещающие знаки, а при необходимости и посты охраны:

- ввести для увлажнения фонтанирующей струи и на металлоконструкции, контактирующие с ней, максимально возможное количество воды, используя для этого все наличные производственные агрегаты, установленные за пределами загазованной зоны, и средства пожаротушения в целях предупреждения загорания фонтана;
- сообщить о случившемся руководству предприятия и вызвать на буровую военизированное подразделение по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов, пожарную охрану и медицинскую службу;

- соорудить амбар для приема нефти, установить насосы и проложить трубопроводы для перекачки нефти в закрытую емкость.

Работы по ликвидации нефтегазопроявлений при освоении ведутся в соответствии с разработанным планом под руководством специалистов противодонной службы.

Газоопасной ситуацией считают обнаружение сероводорода в воздухе рабочей зоны в концентрациях, превышающих 3 мг/м³ (ПДК), либо получение сообщения об аварии на территории месторождения.

На случай газовой опасности разработан план мероприятий по обеспечению безопасности работающих, включающий в себя:

- систему оповещения о возникновении газоопасной ситуации;
- план эвакуации работающих и места сбора;
- систему радио и телефонной связи бригад с диспетчерской;
- количество и места стоянок вахтовых спецмашин для эвакуации работающих.

В бригадных вагонах-домиках вывешены на видных местах:

- маршруты движения автотранспорта и людей при эвакуации;
- схема возможных мест выделения сероводорода и других сопутствующих вредных веществ;
- роза ветров и преимущественные направления ветра в данной местности;
- карта местности с указанием низин, ложин и других мест возможного скопления сероводорода;
- схема расположения пожарного инвентаря.

Каждая бригада должна быть оснащена рацией с постоянным вызовом. На территории строительной площадки должно быть установлено устройство для подачи звукового сигнала (сирена, рельс и т. д.) в случае возникновения газоопасной ситуации.

Все работающие должны постоянно осуществлять взаимное наблюдение с целью своевременного обнаружения первых признаков отравления или

отклонений в состоянии здоровья в связи с воздействием вредных веществ и своевременного оказания первой помощи.

При обнаружении на рабочих местах сероводорода в количестве, превышающем 3 мг/м^3 , всем находящимся на объекте следует действовать в соответствии со своими обязанностями на случай газоопасной ситуации.

В обязанности бригадира входит:

- немедленно оповестить всех работающих путем подачи сигнала тревоги;
- определить направление ветра и направление распространения вредных веществ;
- обеспечить организованную эвакуацию на спецмашине всех людей, находящихся на объекте;
- организовать оказание доврачебной помощи пострадавшим (в случае необходимости вызвать скорую помощь или реанимационную службу);
- оповестить руководителя строительно-монтажной организации о возникновении газоопасной ситуации.

При получении сообщения о возникновении газовой опасности руководитель работ обязан:

- оповестить представителей военизированной горно-спасательной службы;
- принять неотложные меры по организации эвакуации и обеспечению безопасности работающих;
- принять меры к устранению газоопасной ситуации.

Ответственный руководитель работ обязан обеспечить всех работающих (в том числе водителей транспортных средств) СИЗ и средствами и коллективной защиты, гарантирующими их безопасность при возникновении газоопасной ситуации.

В связи с тем, что газоопасная ситуация может возникнуть внезапно, все работающие должны иметь при себе постоянно в течение всей рабочей смены исправные, готовые к работе, подобранные по размерам изолирующие противогазы. К сумке противогаза должен быть приложен паспорт и инструкция

по проверке и эксплуатации, а также прикреплена этикетка с фамилией и инициалами работника. В паспорте противогаза должен иметься штамп о его исправности и отметка о сроках освидетельствования. Противогаз закрепляется за определенным лицом; передача противогаза другим лицам запрещается.

Каждая бригада должна иметь в своем распоряжении специальную вахтовую машину для эвакуации работающих в случае возникновения газоопасной ситуации. Спецмашину запрещается использовать для других целей. В течение рабочей смены вахтовая спецмашина должна постоянно находиться непосредственно на месте производства работ и быть готовой к немедленной эвакуации работающих. Водитель спецмашины должен иметь при себе изолирующий противогаз.

Место нахождения спецмашины определяет руководитель работ с учетом розы ветров и погодных условий. Бригадир обязан проинформировать всех работающих перед началом смены о месте нахождения спецмашины.

Всем находящимся на объекте по сигналу тревоги немедленно надеть противогазы и направиться к вахтовым спецмашинам; направление вывоза (выхода) людей из опасной зоны должно быть перпендикулярно направлению ветра.

Вахтовая спецмашина оборудована местами хранения аварийного запаса газозащитных средств и средств контроля за состоянием воздушной среды, включающих в себя:

- регенеративный респиратор (изолирующий регенеративный аппарат) РВЛ-1 или Р-30А – не менее 3 шт.;
- баллоны со сжатым воздухом или сжатым кислородом – не менее 2 шт. на каждый аппарат;
- аппараты искусственного дыхания (СКА, ГС-5, ГС-6, ГС-8, ДП-2 или другие аналогичные аппараты) – 2 шт.;
- экспрессные переносные газоанализаторы (ГХ-4, УГ-2, мини-индикатор сероводорода фирмы «Auer», Западный Берлин; индикатор сероводорода фирмы «Riken Keiki», Япония) – 2 шт.;

- аварийный запас изолирующих противогазов (самоспасателей) ИП-4, СИГ-1 – в количестве 30 % от численности работающих.

Кроме того, в спецмашине находится аптечка с набором средств, необходимых для оказания первой помощи пострадавшим, носилки – 2 шт., термос с горячим чаем или кофе.

Буровая установка и привышечные сооружения оснащены противопожарным оборудованием в соответствии с Нормами обеспечения объектов противопожарным оборудованием, согласованным с МЧС.

5.3.3 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров. Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П (зона, расположенная в помещении, где выделяются горючие пыли или волокна); класс взрывоопасности – 2 (зона, в которых при нормальном режиме работы оборудования не образуются взрывоопасные смеси газов или паров жидкостей с воздухом, но возможно образование такой взрывоопасной смеси газов или паров жидкостей, только в результате аварии или повреждения технологического оборудования). Категория здания по пожароопасности – В1 (пожароопасное).

Необходимый минимум первичных средств пожаротушения:

- порошковые огнетушители типа ОП-3(з);
- накидки из огнезащитной ткани размером 1,2 x 1,8 м и 0,5 x 0,5 м.

5.4 Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие)

5.4.1 Фон загрязнения объектов природной среды

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);
- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автодорожный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;

- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементировании колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором); негерметичность обсадных колонн, фонтанной арматуры, задвижек высокого давления и т. п.

5.4.2 Методы и системы очистки, обезвреживания и утилизации отходов бурения

Очистка бурового раствора от выбуренной породы с помощью комплектного оборудования буровой установки направлена на решение задач технологии проводки скважин и повышение показателей работы долот. После механической очистки буровой раствор поступает в рабочие емкости, а выбуренная порода удаляется в шламовый амбар.

Система утилизации и захоронения буровых отходов должна включать: сбор и накопление в накопителе-отстойнике сбросов выбуренной породы, отработанных промывочных жидкостей и сточных вод с поверхности, находящейся под вышечно-лебедочным и насосно-емкостными блоками; отстой в накопителе – отстойнике жидкой фазы за счет гравитационного выпадения твердой фазы; захоронение отходов бурения после окончания строительства скважины ликвидацией накопителя.

При ликвидации накопителя в период положительных температур окружающего воздуха производится химическая обработка.

5.4.3 Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды

1. Основные требования к буровым растворам.

Промывочная жидкость снижает интенсивность кавернообразования, позволяет значительно снизить объем нарабатываемого раствора за счет уменьшения скорости гидратации выбуренной породы и перехода ее коллоидной составляющей в раствор.

Для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения.

2. Предупреждение загрязнения территории буровой.

Основание должно обеспечивать размещение, монтаж и эксплуатацию необходимого комплекса сооружений и оборудования для строительства скважин и предотвращать прямое контактирование технических средств и технологических процессов с естественной территорией.

5.4.4 Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительномонтажных работах и в процессе бурения скважин

Транспортировка бурового оборудования осуществляется только по дорогам, соединяющим основную трассу и буровую площадку. При отсутствии дорог перевозки оборудования возможны только в зимнее время года по специально подготовленным трассам и зимникам. В летнее время движение транспорта должно осуществляться по дорогам с твердым покрытием или водным путем. Расположение трасс перетаскивания бурового оборудования, подъездных дорог и зимников, а также сроки их использования согласовываются с местными органами.

Схемы размещения бурового оборудования разработаны с учетом руководящих документов по охране окружающей среды и являются основой для определения объемов строительномонтажных работ.

Площадка, предназначенная для размещения бурового оборудования, строительства амбаров и склада ГСМ, должна быть очищена от леса, кустарника,

затем произведена отсыпка песком. На остальной территории строительной площадки должен быть сохранен травяно-моховой покров не менее 40 %.

5.4.5 Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама

Материалы и технические средства, используемые при вывозе, утилизации и обезвреживании отработанного бурового раствора и бурового шлама представлены следующими: автоцистерна, экскаватор, автосамосвал, отверждающий состав, цементируочный агрегат, смесительная машина, установка для обработки отработанного бурового раствора отверждающим составом, установка для отверждения бурового шлама, установка для термической обработки отходов бурения, энергоносители, материалы, используемые для сбора плавающей нефти, технические средства для сбора и откачки нефти.

5.4.6 Охрана атмосферного воздуха от загрязнения

Приоритетным загрязняющим фактором являются дымовые газы автотранспорта и строительных машин в процессе строительства кустового основания и передвижной теплофикационной котельной с котлами ПКН-2с (паропроизводительность – 2 т/час, расход нефти – 158 кг/час) в процессе строительства скважины. Основными выбрасываемыми вредными веществами при работе транспорта и строительных машин и при рабочем режиме горения нефти в топках котлов являются: оксид углерода, окислы азота и серы.

В процессе приготовления буровых и тампонажных растворов возможно загрязнение воздуха пылью сыпучих материалов: цемента, глинопорошка, химреагентов и т.п. Загрязнение атмосферного воздуха пылью также носит эпизодический характер.

5.4.7 Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды

В соответствии с «Основами земельного законодательства» РФ 17.04.93 г, законом «О недрах» РФ, 4.05.92 г, законом РФ «Об охране окружающей природной среды» 3.03.92 г производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства.

Строительство кустового основания осуществляется по проекту, предусматривающему комплекс мероприятий по защите окружающей среды.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

- детальное обследование источников, загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
- разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
- разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
- контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
- организация и ведение мониторинга.

5.4.8 Охрана животного мира

Основным мероприятием по охране животного мира является сохранение среды их обитания, минимальное воздействие на растительность, полная рекультивация земельных участков и ликвидация отходов производства.

Для охраны животного мира, мест их обитания следует произвести следующие мероприятия:

- вырубку производить после согласования границ с органами лесного хозяйства;
- использование вырубленной древесины;
- избегать мест селения и путей миграции, животных при выборе площадки строительства и трасс движения;
- исключить возможность браконьерства.

5.4.9 Охрана недр при строительстве скважин

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

- обеспечивает охрану недр надежной изоляцией флюидо-содержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду путем использования рационального количества обсадных колонн, расчета глубин их спуска, изоляции нефтеводоносных горизонтов тампонажными растворами за всеми обсадными колонками, а также установкой на кондуктор противовыбросового оборудования согласно ГОСТ 13862-90 [40];
- предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты предусматривается путем применения высокогерметичных труб типа ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р-402.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

(Правила поведения при нефтяных или газовых фонтанах)

В процессе бурения скважины возникают различные виды чрезвычайных ситуаций. Это открытые нефтяные и газовые фонтаны, падение и разрушение вышек и морских оснований, падение элементов буровой установок, взрывы и

пожары на буровых, которые приводят к выводу из строя бурового и прочего оборудования и остановка бурения.

Рассмотрим один из случаев: нефтяной или газовый фонтан. При возникновении открытого фонтана действия буровой бригады подразумевают:

1) остановить все работы в зоне загазованности и немедленно вывести из зоны людей;

2) остановить все силовые приводы;

3) отключить силовые линии и линии освещения, которые могут находиться в загазованных зонах, при быстрой загазованности зоны вокруг скважины отключение электроэнергии должно быть выполнено за загазованной зоной;

4) на территории, которая может быть подвержена загазованности, необходимо остановить все огневые работы, курение, пользование стальными инструментами и другие действия, ведущие к образованию воспламенения;

5) предпринять меры по отключению соседних производственных объектов (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и др.), которые могут находиться на загазованной территории;

6) запретить передвижение в зоне, прилегающей к скважине открытым фонтаном, необходимо выставить запрещающие знаки, а при необходимости посты охраны;

7) предотвратить растекание нефти на территории;

8) сообщить о чрезвычайной ситуации руководству и вызвать на место происшествия подразделение военизированной службы по ликвидации открытых фонтанов, пожарную охрану и скорую медицинскую помощь.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3010 м на месторождении Тюменской области. Спроектированное техническое решение отвечает требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонн. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны с целью обеспечения требуемой линейной скорости на периферии долота и эффективности разрушения горных пород для бурения под направление выбрано шарошечное долото. Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка программы гидравлической промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями, при бурении под данные интервалы были спроектированы полимер-глинистый и бентонитовый буровые растворы, обеспечивающие эффективную очистку забоя, устойчивую работу забойного двигателя, транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве, а также предотвращающие от гидроразрыва горных пород и размыва стенок скважины.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. С целью обеспечения прочности на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована

двухсекционной с группой прочности Д. В силу увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Стоит учесть, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки и фильтрата. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации и для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах КИИЗ-95.

С целью подвески эксплуатационной колонны, герметизации и разобщения пространства между колоннами и контроля давления в нем при бурении, а также сохранения находящегося в скважине бурового раствора и проведения операций по его замещению другим с требуемыми параметрами бурения, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168х245 К1 ХЛ, ОП5-350/80х21, АФ1-80/65х35.

Основными критериями при выборе буровой установки являлись - допускаемая нагрузка на крюке и условная глубина бурения. Исходя из расчетов для проведения работ выбрана буровая установка БУ – 4000/200, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

В специальной части проанализировано применение конструкций скважины по системе монодиаметра, отражены характерные проблемы при строительстве скважин в традиционном исполнении. Представлены преимущества скважин монодиаметра с применением расширяемых обсадных труб. Анализируя экономическую эффективность применения технологии бурения монодиаметра и сокращение потребности материалов для строительства, можно сделать вывод о том, что задача сохранения диаметров скважины и обсадных колонн, а также гидравлическая изоляция проницаемых

пластов обретают первостепенное значение при проектировании конструкции скважины. В связи с чем, применение буровых систем с расширяемыми хвостовиками имеет немалый потенциал и большие перспективы развития и модернизации данного направления.

Составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

Проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованных источников

1. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. <https://oilcapital.ru/news/markets/29-10-2007/noveyshie-perspektivnye-razrabotki-tehnologiya-monodiametra>
5. <https://neftegaz.ru/science/development/331734-tekhnologii-dlya-rasshireniya-stvolov-skvazhin/>
6. Журнал «Нефтегазовые технологии – World Oil» / P. York, T. Sanders, J. Teo, R. Gandikota, S. Zhou, T. Joulaud. Улучшение рабочих характеристик расширяемых эксплуатационных колонн-хвостовиков/ - Москва, № 6 июнь 2010.
7. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm.
8. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.
9. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.
10. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

11. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года.

12. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотопливаемых помещениях.

13. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

14. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

15. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

16. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

18. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

19. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

20. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).

21. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

22. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

23. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

25. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

26. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

27. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

28. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

29. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

30. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

31. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

32. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

33. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

34. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

35. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
36. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
37. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».
38. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.
39. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
40. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
41. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
42. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности»

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс	угол, град	азимут, град	
1	2	3	4	5	6	7
0	30	Четвертичн. отлож	Q	–	–	1,3
30	80	Туртасская	Р ₃ /trt	–	–	1,3
80	180	Новомихайловская	Р ₃ /nm	–	–	1,3
180	325	Атлымская	Р ₃ /atl	–	–	1,3
325	500	Чеганская	Р ₃₋₂ /chg	–	–	1,25
500	700	Люлинворская	Р ₂ /llv	–	–	1,25
700	800	Талицкая	Р ₁ /tl	–	–	1,25
800	975	Ганькинская	К ₂ /gn	–	–	1,25
975	1150	Березовская	К ₂ /bz	–	–	1,25
1150	1175	Кузнецовская	К ₂ /kz	–	–	1,2
1175	1900	Покурская	К ₁ /pkr	–	–	1,2
1900	2000	Алымская	К ₁ /alm	–	–	1,15
2000	2675	Вартовская	К ₁ /vrt	–	–	1,15
2675	2790	Мегионская	К ₁ /mg	–	–	1,15
2790	2830	Ачимовская	К ₁ /ach	–	–	1,15
2830	2855	Баженовская	J ₃ /bg	0,0-1,5	–	1,1
2855	2860	Георгиевская	J ₃ /gr	0,0-1,5	–	1,1
2860	2935	Васюганская	J ₃ -J ₂ /vs	0,0-1,5	–	1,1
2935	3000	Тюменская	J ₁ /tm	0,0-1,5	–	1,1

Таблица А.2 – Прогноз литологической характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Литологическая характеристика
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	30	Нижняя часть отложений характеризуется преобладанием грубозернистых песков с включением гравия, гальки. Выше породы представляют сложную смесь суглинков с толщами торфяников.
P ₃ /trt	30	80	Алевриты зеленовато-серые, пески, глины.
P ₃ /nm	80	180	Глины коричневатого-серые с прослоями алевролита и бурых углей.
P ₃ /atl	180	325	Кварцевые пески с прослоями песчано-алевритовых глин.
P ₃₋₂ /chg	325	500	Глины голубовато-зеленые с многочисленными прослоями и линзами песков серых, светло-серых, кварцевых и алевролитов.
P ₂ /llv	500	700	Светло-серые, зеленоватые, прослоями почти белые глины, жирные на ощупь, с прослоями серых слюдястых алевролитов. Нижняя часть свиты представлена опоками и опоконидными глинами с прослоями кварцевых алевролитов и тонкозернистых песков.
P ₁ /tl	700	800	Глины монтмориллонитовые темно-серые до черных, плотные, аргиллитоподобные.
K ₂ /gn	800	975	Глины, серые, зеленовато-серые, известковистые, с прослоями известковых алевролитов, мергелей с редкими зернами глауконита, конкрециями сидерита.
K ₂ /bz	975	1150	Голубовато-серые, прослоями до черных, опоки и зеленовато-серые глины с прослоями глинистых алевролитов и слабосцементированных песчаников.
K ₂ /kz	1150	1175	Глины темно-серые, аргиллитоподобные, зеленовато-серые, алевритистые. Алевролиты глауконитовые.
K ₁ /pkr	1175	1900	Глины с редкими включениями глауконита.
K ₁ /alm	1900	2000	Неравномерное переслаивание песчаников серых, светло-серых, мелкозернистых, кварцево-полевошпатовых, иногда известковистых, с пологой и косою слоистостью, алевролитов серых, слюдястых, плотных и глин серых, буровато-серых. Комковатых, аргиллитоподобных, с зеркалами скольжения, с обильным обугленным растительным детритом. Пласты не выдержаны по простиранию, часто линзовидные. Песчаная толща в подошве свиты сравнительно выдержанная по простиранию.

Окончание таблицы А.2

1	2	3	4
K ₁ /vrt	2000	2675	Глинистые породы темно-серого, почти черного цвета с линзами и тонкими прослойками алевролитов. Глинистыми породами представлена верхняя часть свиты, нижняя-опесчанена.
K ₁ /mg	2675	2790	Свита сложена неравномерным переслаиванием песчаных и глинисто- алевроитовых пород. Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые. Песчаники мелко-среднезернистые, серые, светло-серые, преимущественно кварц-полевошпатовые, иногда глинистые и известковистые, Песчаные пласты по простиранию не выдержаны.
K ₁ /ach	2790	2830	Алевролиты серые, плотные, слюдистые, часто глинистые.
J ₃ /bg	2830	2855	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобных глин и алевролитов
J ₃ /gr	2855	2860	Переслаивание песчаников и алевролитов с аргиллитами и аргиллитоподобными глинами, породы местами слюдистые и известковистые
J ₃ -J ₂ /vs	2860	2935	Аргиллиты слабо песчанистые
J ₁ /tm	2935	3000	В нижней части аргиллиты с прослоями битумизированных алевролитов, в верхней части песчаники и алевролиты с прослоями и линзами аргиллитов

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Пористость, %	Глинистость, %	Карбонатность, %	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
	от	до						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q	0	30	пески	–	20-30	–	2-3	мягкие
			гравий					
			суглинки					
			торф					
P ₃ /trt	30	80	глины	–	40	–	2-4	мягкие
			алевролиты					
			пески					
P ₃ /nm	80	180	глины	–	40	–	2-4	мягкие
			алевролиты					
			угли					
P ₃ /atl	180	325	пески	–	40	–	3-4	мягкие средние
			глины					
P ₃₋₂ /chg	325	500	глины	–	40	–	3-4	мягкие средние
			алевролиты					
			пески					
P ₂ /lv	500	700	песчаники	–	95	–	3-4	мягкие средние
			опоки					
			алевролиты					
			глины					
P ₁ /tl	700	800	алевролиты	–	70	–	3-4	мягкие средние
			глины					

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ /gn	800	975	глины	-	70	-	3	мягкие средние
K ₁ tr-K ₁ klm	2200	2495	поровый	1012	70-350	-	-	Минерализация – 12-27 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-14964 мг/дм ³ , SO ₄ -6,5 мг/дм ³ , HCO ₃ -101 мг/дм ³ , Na ⁺ +K-7088 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -40 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -2281 мг/дм ³
K ₁ tr-K ₁ klm	2200	2495	поровый	1012	70-350	-	-	Минерализация – 12-27 г/л ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-14964 мг/дм ³ , SO ₄ -6,5 мг/дм ³ , HCO ₃ -101 мг/дм ³ , Na ⁺ +K-7088 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -40 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -2281 мг/дм ³
PZ	2855	2896	Поровый трещиноватый	1033	до 250	-	-	Минерализация – 20,8-29,8 г/л 49,194 ХЛК. Химический состав (преобладают): Cl-29781 мг/дм ³ , HCO ₃ -469,9 мг/дм ³ , Na ⁺ +K-17371 мг/дм ³ , Mg ⁺⁺ -160,4 мг/дм ³ , Ca ⁺⁺ -1579,2 мг/дм ³

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощений по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	1	2		
Q - P3/nm	0	100	Поглощения	Интенсивность – 0,5-2 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессии на пласт более 20% гидростатического давления
P ₃ /nm - P 3/atl	80	325	Поглощения	Интенсивность – 5 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессии на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁ /pkr	1175	1900	Поглощения	Интенсивность – 5 м ³ /час. Потери циркуляции нет. Возникает при повышении плотности бурового раствора над проектными значениями, репрессии на пласт более 20% гидростатического давления
Q - P 3/atl	0	325	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения 3 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам
K ₁ /pkr	1175	1900	Осыпи и обвалы	Время до начала осложнения 2,5 сут. Возникает при повышенной водоотдаче, неудовлетворительной ингибирующей способности раствора по отношению к глинистым породам

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5
K ₁ /pkr	1175	1900	Водопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
K ₁ /mg - J3/gr	2675	2976	Нефтеводопроявления	Снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Высокие скорости подъема бурового инструмента
Q - P 3/atl	0	325	Прихватоопасность	Заклинка, сальникообразование, причина возникновения - несоблюдение параметров раствора, выработка разбухание глинистых пород, перепад давления; желобов, развитие зон сужения ствола скважины.
K ₁ /pkr	1175	1900	Прихватоопасность	Заклинка, сальникообразование, причина возникновения - несоблюдение параметров раствора, выработка разбухание глинистых пород, перепад давления; желобов, развитие зон сужения ствола скважины.

Приложение Б
Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-40 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–40 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез (3х20 мм)	0,50	393,7	–	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник M152xM152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203x100 Д	13,45	203	100	3-152	Ниппель	3,01
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-152	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	Переводник M171xH152	0,517	225	73	3-171	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
6	УБТ-203x100 Д	13,45	203	100	3-152	Ниппель	3,01
					3-152	Муфта	
7	Переводник M133xH152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-152	Муфта	
8	СБТ 127x9,19 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	0,71
					3-133	Муфта	
9	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
10	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
11	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (40-800 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (40–800 м)							
1	РДС БИТ 295,3 ВТ 419 СР (6х19мм)	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	0,040
2	Переводник М152хМ152	0,38	240	–	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	К295,3МС	0,65	295,3	80	3-152	Ниппель	0,09
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР1-240.7/8.55	10,275	240	–	3-171	Ниппель	2,703
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	–	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник М147хН171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178х90 Д	40	178	90	3-147	Ниппель	7,68
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	
11	СБТ 127х9,19 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,847
					3-133	Муфта	
12	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (800-3010 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (800-3010 м)							
1	PDC БИТ 215,9 ВТ 613(6x12,7мм)	0,25	215,9	–	3-117	Ниппель	0,024
2	RS172N754	8,6	172	–	3-117	Муфта	1,201
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	34,7	178	90	3-147	Ниппель	5
					3-147	Муфта	
6	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147xН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178x90 Д	34,7	178	90	3-147	Ниппель	5
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133xН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127x9,19 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	79,7
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133xН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – КНБК для отбора керна (2966-2981 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2966–2981 м)							
1	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 913 0	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Керноотборный снаряд 178/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	32	178	90	3-147	Ниппель	5,93
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ 127х9,19 G105	До устья	127	108	3-133	Ниппель	80,2
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Таблица Б.5 – Расчет необходимого количества бурового раствора по интервалам

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	40	40	323,9	–	1,3	4,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						2,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						6
Объем раствора к приготовлению:						51,8
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
60	800	740	295,3	303,9	1,27	71,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						2,4
Расчетные потери бурового раствора при очистке						38,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						3,1
Объем раствора в конце бурения интервала						99,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						160,4
Объем раствора к приготовлению:						96,1
Эксп. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	До					
800	3010	2210	215,9	224,5	1,18	135,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						78,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						10,4
Объем раствора в конце бурения интервала						182,0
Объем раствора к приготовлению:						366,5
Объем раствора к приготовлению:						245,9

Таблица Б.6 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	45	2	246	10	505	20	796	32
Глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3235	3	17542	18	36068	36	56845	57
Барит	Утяжелитель	1000	588	1	580	1	526	1	1694	2
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	25	0	0	175	7	361	14	536	21
ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25	10	0	351	14	721	29	1072	43
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	53	2	108	4	161	6
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	193	8	397	16	590	24
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	1053	42	2164	87	3217	129
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	351	14	721	29	1072	43

Приложение В

Финансовые расчеты по строительству скважины

Таблица В.1 – 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,	Номер таблицы	Номер графы	Интервалы бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-40	393,7	460	11	24	0-40	0,0119	0,48
II	40-800	295,3	810	12	32	0 -100	0,0120	1,20
						100-200	0,0131	1,31
						200-300	0,0144	1,44
						300-400	0,0144	1,44
						400-500	0,0144	1,44
						500-600	0,0153	1,53
						600-700	0,0159	1,59
						700-750	0,0159	0,8
						750-800	0,0159	0,8
ИТОГО								9,79
III	800-3010	215,9	290	12	32	750-800	0,0157	0,79
						800-900	0,0158	1,58
						900-1000	0,0164	1,64
						1000-1100	0,0175	1,75
						1100-1200	0,0186	1,86
						1200-1300	0,0188	1,88
						1300-1400	0,0191	1,91
						1400-1500	0,0197	1,97
						1500-1600	0,0208	2,08
						1600-1700	0,0228	2,28
						1700-1800	0,0231	2,31
						1800-1900	0,0238	2,38
						2000-2100	0,0244	2,44
						2100-2200	0,0247	2,47
						2200-2300	0,0247	2,47
						2300-2400	0,0247	2,47
						2400-2500	0,0249	2,49
2500-2600	0,0249	2,49						
2600-2700	0,0253	2,53						
2700-2800	0,0253	2,53						
2800-2900	0,0257	2,57						
2900-3000	0,0257	2,57						
						3000-3010	0,0261	2,61
Итого								48,49

Таблица В.2 – Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61121
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Техническая рекультивация земель	12192
Итого по главе 1:	73542
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	49726
Крепление скважины	118103
Итого по главе 3:	167829
Глава 4	
Испытание скважины:	
Испытание в процессе бурения	7190,4
Испытание объекта	42595
Оборудование устья скважины	3418
Итого по главе 4:	53203
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (11 % от суммы глав 3-4)	24313
Итого по главе 5:	24313
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время (5,4 % от суммы глав 1-2)	12238
Снегоборьба (0,4 % от суммы глав 1-4)	1790
Эксплуатация теплофикационной котельной установки	40910
Итого по главе 6:	54938
Итого по главам 1-6:	526926

Продолжение таблицы В.2

1	2
Глава 7	
Накладные расходы (25% от суммы глав 1-6)	
Итого по главе 7:	131731
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (5 % от суммы глав 1-7)	32932
Итого по главе 8:	32932
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Премияльные доплаты 24,5 %	169439
Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	30429
Северные льготы 2,98%	12128
Лабораторные работы 0,15%	3315
Авиатранспорт	43447
Транспортировка вахт	9618
Перевозка вахт до г. Тюмень	18623
Услуги связи на период строительства скважины	4500
Топографо-геодезические работы	6200
Бурение скважины на воду	25000
Услуги по отбору и транспортировке керна	32632
Итого по главе 9:	335331
Итого по главам 1-9:	1046920
Глава 10	
Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	25126
Итого по главе 10	25126
Глава 11	
Авторский надзор	
Авторский надзор 0,2 % от суммы глав 1-10	2144
Итого по главе 11	2144
Итого по сводному сметному расчету	1 074 190
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	219 349 598
НДС 20 %	39 482 927
ВСЕГО с учетом НДС	258 832 526

Таблица В.3 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	2	428,32	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		–	–	128,496	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	–	–	1,99	458,3	3,98	915,2	18,4	4231
Социальные отчисления, 30%		–	–	–	–	137,49	–	274,5	–	1269
Повременная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	17,95	2	35,9	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		–	–	10,77	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п доп. Рабочих на заготовку раствора в одну смену	сут	19,25	–	–	1,99	38,3	3,98	76,6	18,4	354,2
Социальные отчисления, 30%		–	–	–	–	11,5	–	22,9	–	106,3
Повременная з/п слесаря	сут	11,20	2	22,4	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		–	–	6,72	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п слесаря	сут	11,97	–	–	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		–	–	–	–	7,1	–	14,3	–	66,1
Повременная з/п д эл/монтера	сут	11,20	2	22,4	–	–	–	–	–	–
Социальные отчисления, 30%		–	–	6,72	–	–	–	–	–	–
Сдельная з/п эл/монтера	сут	11,97	–	–	1,99	23,8	3,98	47,6	18,4	220,2
Социальные отчисления, 30%		–	–	–	–	7,1	–	14,3	–	66,1
Повременная з/п вышкомонтажной бригады	сут	165,50	2	331	–	–	–	–	–	–

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Социальные отчисления, 30%			–	99,3	–	–	–	–	–	–
Содержание бурового оборудования	сут	222,28	2	444,56	1,99	442,3	3,98	884,67	18,4	4084,9
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании	сут	407,50	2	815	1,99	810,9	3,98	1621,85	18,4	7498
Материалы и запасные части при бурении ГЗД	сут	153,75	–	–	–	–	3,98	611,93	18,4	2829
Содержание комплекта ГЗД	сут	122,28	2	244,56	1,99	242,2	3,98	486,6	18,4	2249,2
Содержание бурильных труб	сут	30,86	2	61,72	1,99	61,41	3,98	122,8	18,4	567,8
Содержание полевой лаборатории	сут	22,86	2	45,72	1,99	45,5	3,98	90,9	18,4	420,6
Содержание средств диспетчерского контроля	сут.	8,9	2	17,8	1,99	17,7	3,98	35,42	18,4	163,76
Содержание ДЭС	сут.	15,25	2	30,5	1,99	30,34	3,98	60,695	18,4	280,6
Электроэнергия	кВт/сут.	140,5	2	281	1,99	279,6	3,98	559,19	18,4	2585,2
Содержание ЛЭП	сут.	26	2	52	1,99	51,7	3,98	103,48	18,4	478,4
Содержание техники и оборудования для монтажа	сут	456	2	912	1,99	907	3,98	1814,88	18,4	4682,4
Дежурство бульдозера	сут	177,60	2	355,2	1,99	353	3,98	706,88	18,4	3267,8
Амортизация вагон-домиков	сут	194,12	2	388,24	1,99	386	3,98	772,59	18,4	3571,8
Техническая вода	м3	2,9	–	–	22,8	66,12	109	316,1	114	330,6
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	–	–	1,44	108,5	4,6	346,8	5,3	399,62
Сода каустическая	т	220,5	–	–	0,02	4,41	0,1	22,1	0,32	70,56
Сода кальцинированная марки	т	77,5	–	–	0,02	1,55	0,06	4,65	0,06	4,65
Полиакриламид	т	215,6	–	–	–	–	5,7	1228,9	16,4	3535,8

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
КМЦ	т	1144	–	–	–	–	0,23	263,12	0,25	286
Биополимер	т	1350	–	–	–	–	0,9	1215	1	1350
ПАЦ НВ	т	800	–	–	–	–	–	–	1,5	1200
ПАЦ ВВ	т	1622	–	–	–	–	–	–	0,98	1605
Ингибитор	т	652	–	–	–	–	–	–	0,04	26,08
Смазочная добавка	т	536	–	–	–	–	–	–	0,2	107,2
ПАВ	т	692	–	–	–	–	–	–	0,2	138,4
Инкапсулятор	т	983	–	–	–	–	–	–	0,5	491,5
Экопак- СЛ	т	865	–	–	–	–	–	–	0,36	311,4
Мраморная крошка	т	198,6	–	–	–	–	–	–	9,8	1940
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	25,3	–	–	24,2	612,26	120	3036	150	3795
Итого затрат зависящих от времени, руб			4740		5127		15717		35322	
III 393,7 М-ГНУ (6x15,9 мм)	шт	2686,4	–	–	0,14	376,1	–	–	–	–
PDC 295,3 БИТ 513 УМ (6x12,7мм)	шт	4852,7	–	–	–	–	0,3	1455,8	–	–
PDC 215,9 FDM616МН (6*11,1мм)	шт	5234,4	–	–	–	–	–	–	0,86	4501,58
PDC 215,9/100 СВ1009МН	шт	5232	–	–	–	–	–	–	0,32	1674,24
КА295,3 СТК	шт	458,9	–	–	–	–	0,4	183,6	–	–
КС 215,9 СТ	шт	442,6	–	–	–	–	–	–	0,8	354,1
Транспортировка труб и долот	т	4,91	–	–	21,2	104,1	22,6	111	45,2	221,9

Окончание таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого затрат зависящим от	–	–	0	575,74	1773,7	6799				
объема работ, руб	–	–	4740	5702,74	17490,7	42121				
Всего по сметному расчету, Руб.	70054,44									

Таблица В.4 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	6	7	8	9	10	11
Затраты, зависящие от объема работ								
Башмак колонный БКМ-323,9	шт	85,5	1	85,5	–	–	–	–
Башмак колонный БКМ-244,5	шт	65	–	–	1	65	–	–
Башмак колонный БКМ-168,3	шт	45,5	–	–	–	–	1	45,5
Центратор ЦЦ-244,5/295	шт	25,4	–	–	15	381	–	–
Центратор ЦПН-168,3/216	шт	18,7	–	–	–	–	86	1608.2
ЦКОДМ-323,9	шт	125,6	1	125,6	–	–	–	–
ЦКОДМ-244,5	шт	113,1	–	–	1	113,1	–	–
КОДГ-168	шт	105	–	–	–	–	1	105
Продавочная пробка ПРП-Ц-323,9	шт	80,5	1	80,5	–	–	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-244,5	шт	59,15	–	–	1	59,15	–	–
Продавочная пробка ПРП-Ц-168,3	шт	30,12	–	–	–	–	1	30,12

Продолжение таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Головка цементировочная ГЦУ-323,9	шт	3960	1	3960	–	–	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-244,5	шт	3320	–	–	1	3320	–	–
Головка цементировочная ГЦУ-168,3	шт	2880	–	–	–	–	1	2880
Обсадные трубы 323,9x12,1	м	37,21	40	1488,4	–	–	–	–
Обсадные трубы 244,5x10,6	м	28,53	–	–	750	18829	–	–
Обсадные трубы 168,3x8,9	м	23,67	–	–	–	–	2200	52074
Обсадные трубы 168,3x8,0	м	19,96	–	–	–	–	130	2595
Портланд цемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	2,23	59,85	21,87	594.35	–	–
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III-100	т	29,95	–	–	–	–	5.796	173.6
Техническая вода	м3	2,9	5	14,3	26.56	77	57.41	166.5
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	291,98	3	437,97	6	875,94
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,77	21,87	131,4	56,9	342
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	2	72,8	2	72,8
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	87,59
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	–	–	1	80,6	1	80,6
Работа ЦА-320М	шт	36,8	2	73,6	3	110,4	6	220,8
Работа УС6-30	шт	36,8	1	36,8	3	110,4	4	147,2
Работа КСКЦ 01	шт	40,8	–	–	–	–	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	24	371,76	24	371,76	24	371,76

Окончание таблицы В.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	80,4	1508,3
Транспортировка вахт, руб.		1268						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб.	–	–	6770		25494		26123	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб.		1						
Всего по сметному расчету, руб.		58387						

Приложение Г

Геолого-технический наряд

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3010 м															
Предприятие: ООО "ССК" Месторождение: Оборудование: Буровая установка: БУ 4000/200 Лебедка: ЛБ - 750 Талевая система: 5х6 Ротор: 3 - 560 Насосы: УНБТ - 950															
Геологическая часть							Техническая часть								
Глубина, м	По вертикали	Сайга	Лито-логическое описание пород	Температура	Отбор керна	Интервалы возможных осложнений	Конструкция скважины			Тип и размер Нью Тек долота	Тип абразивного двигателя	Свая нагрузка, т.	Частота вращения, об/мин	Показатель вязкости ниссов лис	Примечание
							393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм						
1		3	4	5	6	7	393,7 мм	295,3 мм	215,9 мм	Ш 393,7 Нью Тек Сервис	10	5-8	40-120	70	14
100		Чет.		1			Кондуктор 40 м 800 м Эксплуатационная колонна							Плотность - 1,193 г/см ³ , Условная вязкость - 30-40 сек. Содержание песка - < 2%.	
200		Туртасская - Новомихайловская		2,5											
300		Атлымская		5,7											
400		Чеганская		10,3											
500		Лепинская		15,9											
600		Талицкая		22,2											
700															
800		Ганькинская		25,4											
900															
1000		Березовская		30,9											
1100		Кузнецовская		36,5											
1200		Покурская		37,2											
1300															
1400															
1500															
1600															
1700															
1800															
1900															
2000		Альмская		60,2											
2100															
2200															
2300		Вартовская		63,4											
2400															
2500															
2600															
2700		Мегонская		84,8											
2800		Ачимовская		89,7											
		Баженовская		90,5											
		Неокиевская		90,7											
		Васюкская		93											
2900		Тюменская		95,1											
					2966										
3000					2981										

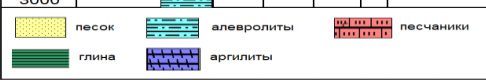


Рисунок Г.1 – Геолого-технический наряд