

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 3330 МЕТРОВ НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m3330)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Ершов Владислав Витальевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	доцент		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 реподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		05.06.2020

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б5Б	Ершову Владиславу Витальевичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении (Томская 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 нефтяном месторождении (Томская область), с ожидаемым притоком 150 м ³ /сутки.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<p>– Обоснование конструкции скважины (обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины).</p> <p>– Углубление скважины (выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна).</p>

	<ul style="list-style-type: none"> – Проектирование процессов заканчивания скважин (расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин). – Выбор буровой установки. – Эксцентричные башмаки обсадных колонн
--	---

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд).
--	-------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

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. Общая и геологическая часть
2. Технологическая часть
3. Эксцентричные башмаки обсадных колонн
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	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5Б	Ершов Владислав Витальевич		29.02.2020

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 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)
20.03.2020	Общая и геологическая часть	5
27.03.2020	Технологическая часть	40
01.05.2020	Специальная часть	15
24.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	Социальная ответственность	15
28.05.2020	Предзащита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к. т. 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, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Ершову Владиславу Витальевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
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	2. 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	Ершов Владислав Витальевич		29.02.2020

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5Б	Ершов Владислав Витальевич

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
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 3330 метров на нефтяном месторождении (Томская 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 вертикальной скважина на нефтегазовом месторождении (Томская 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 12.0.002-80 «Система стандартов безопасности труда» 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 12.1.005-88 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"> - Повышенный уровень шума - Повышенный уровень 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"> - 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. Пожары
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	Ершов Владислав Витальевич		29.02.2020

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит: 80 страниц без учета приложений, 56 таблиц, 4 приложения, 44 литературных источника, 14 рисунков.

Выпускная квалификационная работа содержит ключевые слова: месторождение, буровая установка, скважина, долото, калибратор, режим бурения, винтовой забойный двигатель, цементирование скважины, буровой раствор, заканчивание скважины, перфорация, экология, социальная ответственность, техника безопасности.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

Цель работы – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3330 метров на нефтяном месторождении Томской области.

Для достижения поставленной цели поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважины.
4. Рассмотреть устройство и типы эксцентричных башмаков обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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 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 Общая и геологическая часть	15
1.1 Геологические условия бурения скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади).....	16
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть проекта	17
2.1 Проектирование конструкции скважины	17
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.1.2 Совмещенный график давлений	17
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	19
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	19
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	20
2.2.1 Выбор способа бурения.....	20
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	20
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	21
2.2.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	22
2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	23
2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	24
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	25
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.2.8.1 Обоснование плотности бурового раствора	32
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	32
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	35
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин	35
2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность	35
2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	35
2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	37

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	39
2.3.2 Выбор технологической оснастки	40
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	40
2.3.3.1 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	41
2.3.3.2 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования.....	41
2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	43
2.3.4.1 Выбор типа перфоратора для вторичного вскрытия пласта	43
2.3.4.2 Проектирование типа пластоиспытателя	43
2.3.4.3 Проектирование типа фонтанной арматуры	43
2.4 Выбор буровой установки	44
3 Эксцентричные башмаки обсадных колонн	45
3.1 Устройство и типы	45
3.2 Башмак колонный вращающийся БК-Вр.....	46
3.3 Башмак с силовым приводом БК-ВП.....	46
3.4 Башмак прорабатывающий Fastream	47
3.5 Башмак Easyglide Shoe	48
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	49
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания»	49
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	50
4.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение	50
4.4 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	51
4.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	52
4.6 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента.....	52
4.7 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	52
4.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	55
4.9 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	55
4.10 Линейный календарный график выполнения работ	56

4.11	Корректировка сметной стоимости строительства скважины	57
4.11.1	Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины	57
4.11.2	Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины	59
4.11.3	Сметный расчет на бурение скважины	59
5	Социальная ответственность	60
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	60
5.2	Производственная безопасность	61
5.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	65
5.2.2	Мероприятия по снижению воздействия	66
5.3	Экологическая безопасность	70
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	71
5.4.1	Мероприятия по устранению чрезвычайных ситуаций	71
	Заключение	75
	Список использованных источников	77
	Приложение А	81
	Приложение Б	86
	Приложение В	94
	Приложение Г	101

Введение

Основную и самую важную роль при строительстве скважин играет выбор целого ряда оптимальных технологических решений. От правильности этих решений напрямую зависит качество проектируемой скважины, ее дебит, долговечность, ремонтпригодность, а также стоимость строительства.

Из анализа горно-геологических условий бурения определяется, что коллектор сложен глинами, песчаниками, аргиллитами и алевролитами. По твердости породы мягкие и средние. По разрезу скважины выявлено 2 продуктивных нефтяных пласта с нормальными пластовыми давлениями, которые не превышают $0,105 \text{ кгс/см}^2$, в то время как газонасыщенные пласты отсутствуют. На интервале 0-50 метров наблюдается высокий коэффициент кавернозности равный 1,5.

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3330 метров на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

Также в работе рассмотрены типы и устройство эксцентричных башмаков обсадных колонн.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез, литологическая характеристика разреза скважины, физико-механические свойства горных пород. Данные представлены в таблицах А1, А2, А3 в приложении А. Прогноз давлений и температур по разрезу скважины приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давлений, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, °С
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
Q	0	50	0,100	0,100	—	0,100	0,200	0,200	—	0,220	14
P ₃	50	260	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	20
P ₂	260	400	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	24
P ₂	400	595	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	29
P ₁	595	675	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	32
K ₂	675	825	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	36
K ₂	825	885	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	37
K ₂	885	955	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	39
K ₂	955	965	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,220	0,220	40
K ₁₋₂	965	1755	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	62
K ₁	1755	1800	0,100	0,100	0,100	0,100	0,170	0,170	0,220	0,220	63
K ₁	1800	2235	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	75
K ₁	2235	2355	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	79
K ₁	2355	2670	0,100	0,100	0,125	0,125	0,165	0,165	0,220	0,220	87
J ₃	2670	2685	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	88
J ₂₋₃	2685	2780	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	90
J ₂	2780	3210	0,102	0,102	0,130	0,130	0,160	0,160	0,230	0,230	102
J ₁₋₂	3210	3240	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	103
J ₁	3240	3270	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	104
J ₁	3270	3300	0,105	0,105	0,160	0,160	0,160	0,160	0,230	0,230	105

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения (площади)

Характеристика водоносности месторождения (площади) представлена в таблице А4 приложения А. Данные о нефтегазоносности приведены в Таблица 2 2.

Таблица 2 – Данные о нефтегазоносности по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ (в пластовых условиях)	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²
	от	до				
Нефтеносность						
J ₂₋₃ (Ю ₁)	2685	2715	поровый	0,700	50	55
J ₁ (Ю ₁₇)	3270	3300	поровый	0,600	150	79
Газонасыщенные пласты в разрезе скважины отсутствуют						

1.3 Зоны возможных осложнений

Данные о возможных видах осложнений представлены в таблице А5 приложения А.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Проектирование конструкции скважины

Приведенные в данном разделе расчеты выполняются на основании источников [1], [2] и [3].

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная и будет проводиться испытание пласта, то во избежание перетоков принимается закрытый забой скважины.

2.1.2 Совмещенный график давлений

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

Согласно совмещенному графику давлений представленного на рисунке 1, зон несовместимых по условиям бурения нет. Но так как спуск кондуктора на глубину 1470 метров является нецелесообразным, в связи с тем, что повышается вероятность осложнений и аварий, то принимаем спуск технической колонны.

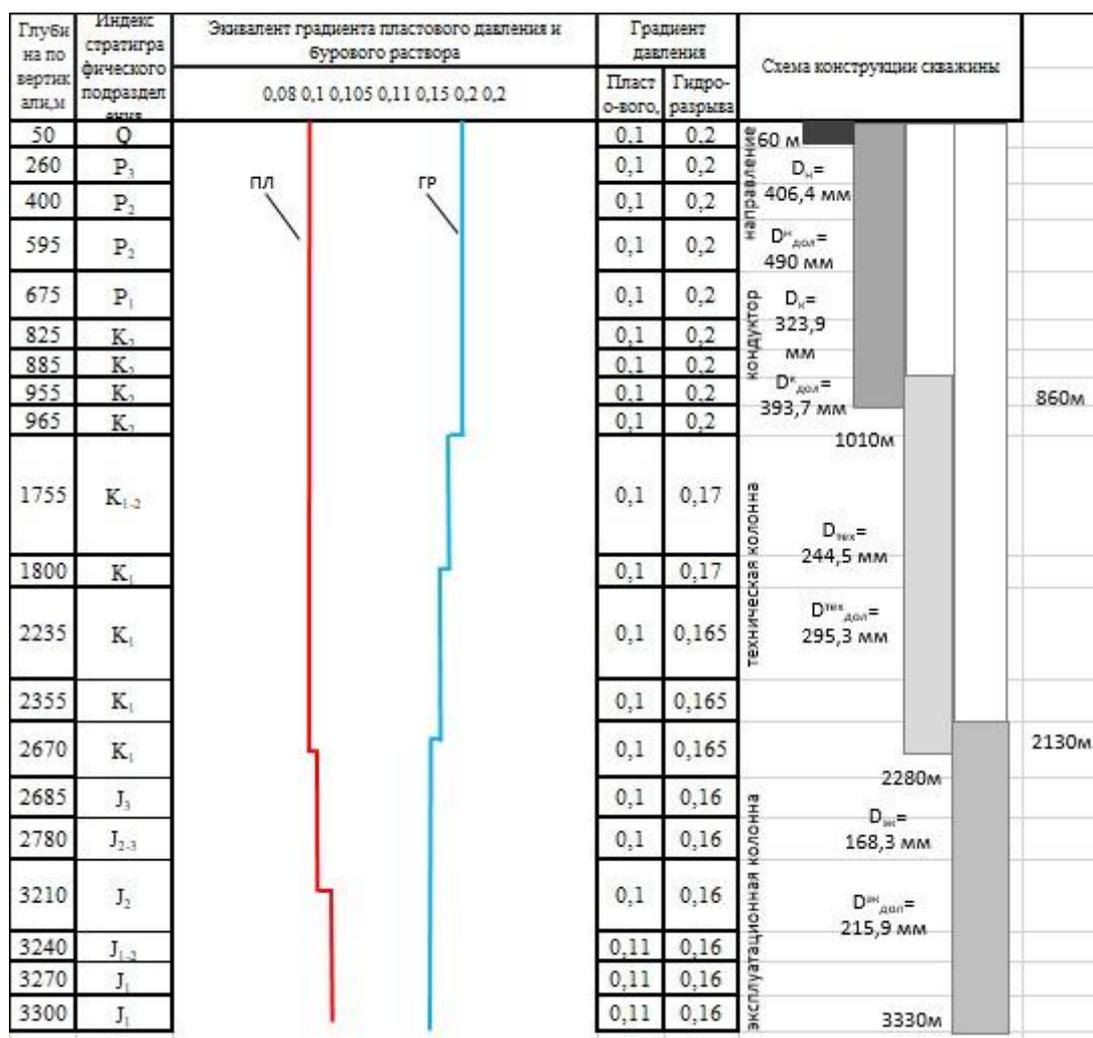


Рисунок 1 – Совмещенный график давлений

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

В таблице 3 представлены данные о количестве колонн, глубине спуска, интервалы цементирования и диаметры.

Таблица 3 – Количество колонн, глубина спуска, интервалы цементирования и диаметры

Название колонны	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	Внешний диаметр обсадной колонны, мм	Диаметр бурового долота на интервале, мм
Направление	0–60	0–60	406,4	490
Кондуктор	0–1010	0–1010	323,9	393,7
Промежуточная колонна	0–2280	860–2280	295,3	244,5
Эксплуатационная колонна	0–3330	2130–3330	168,3	215,9

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 60 метров.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1010 метров.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 метров для нефтяной скважины. Следовательно, интервал цементирования составляет 1420 метров.

Эксплуатационная колонна также цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 метров для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1200 метров.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из ожидаемого дебита скважины равного 150 м³/сутки, принимается диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм. Для технической колонны спроектирован диаметр обсадной колонны 244,5 мм; для кондуктора 323,8 мм; для направления 406,4 мм.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При проектировании обвязки обсадных колонн и противовыбросового оборудования необходимо учитывать давление опрессовки, которое равняется 18,26 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 выбирается: ОКК1-21-168x245x323 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

Способы бурения по интервалам скважины представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	1010	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1010	2280	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
2280	3330	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
3265	3305	Роторный (отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины, категории буримости и по степени абразивности для строительства проектируемой скважины спроектированы трехшарошечные долота для интервала бурения под направление; PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальную механическую скорость бурения при минимальном количестве рейсов.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м	0–60	60–1010	1010–2280	2280–3330
1	2	3	4	5
Шифр долота	490 VU2-K21TG-R697	БИТ 393,7 В 419 тСр IADC S121	БИТ 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	БИТ 215,9 ВТ 613 Т
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм	490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород	М	МС	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 161	3 117
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8
Длина, м	0,4	0,3	0,390	0,370
Масса, кг	42	40	39	20

Продолжение таблицы 5

1		2	3	4	5
Нагрузка, тс	рекомендуемая	3-8	5-12	5-15	5-15
	предельная	–	12	15	15
Частота вращения, об/мин	рекомендуемая	40–600	80-400	80-440	60-400
	предельная	–	440	400	220

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру и придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Данные о выбранных калибраторах представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал, м		0-60	60–1010	1010–2280	2280-3330
Шифр калибратора		КЛ-490 М	1-КА 393,7 СТ	1-КА 295,3 СТ	КЛС 215,9 С
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	Со спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-152	3-152	3-152	3-147
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,85	0,39	0,395	0,35
Масса, кг		320	148	93	43

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

Для расчета осевой нагрузки на долото используются следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Проектирование осевой нагрузки по интервалам представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал, м	0-60	60-1010	1010-2280	2280-3330
Исходные данные				
Диаметр долота, см	49,0	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	12	15	15
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс	20	10	12	12
Проектированная нагрузка, тс	5	8	8	12

Для направления и кондуктора была выбрана максимально возможная рекомендуемая осевая нагрузка. Для промежуточной и эксплуатационной колонны были выбраны максимально допустимые осевые нагрузки, которые попадают в интервал рекомендуемых статистических осевых нагрузок.

2.2.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающей требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 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, технической и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

Результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал, м	0-60	60-1010	1010-2280	2280-3330
1	2	3	4	5
Исходные данные				
Скорость, м/с	2,8	2	2	2

Продолжение таблицы 8

1		2	3	4	5
Диаметр долота	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	490	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования					
Расчетная частота вращения, об/мин		109	97	129	176
Статическая частота вращения, об/мин		60	140	140	180
Проектная частота вращения, об/мин		60	140	140	180

2.2.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0-60	60-1010	1010-2280	2280-3330
1	2	3	4	5
Исходные данные				
Диаметр долота, м	0,49	0,3937	0,2953	0,2159
Коэффициент удельного расхода	0,65	0,65	0,5	0,4
Коэффициент кавернозности	1,5	1,2	1,15	1,1
Критическая скорость, м/с	0,15	0,15	0,1	0,1
Механическая скорость, м/ч	40	30	20	15
Диаметр бурильных труб _т , м	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный диаметр, м	0,229	0,203	0,178	0,166

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5
Максимальный наружный диаметр насадки, м	0,0254	0,0254	0,0127	0,0111
Число насадок	3	3	5	9
Минимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с	0,5	0,5	0,5	0,5
Максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с	1,3	1,3	1,3	1,5
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,32	1,27	1,17	1,22
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³	2,3	2,2	2,3	2,32
Результаты проектирования				
Расход Q ₁ , л/с	123	79	34	15
Расход Q ₂ , л/с	103	47	21	8
Расход Q ₃ , л/с	135	67	33	14
Расход Q ₄ , л/с	45	45	37	59
Области допустимого расхода бурового раствора				
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	45-123	45-79	31-60	8-59
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	55	40

2.2.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 60–1010 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 1010-2280 метров под промежуточную колонну также проектируется винтовой забойный двигатель ДГР1-240.7/8.55, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Для интервала бурения 2280-3330 метров под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.5.55 IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте и запроектированный расход жидкости.

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	60-1010	240	10,225	2703	30-75	62-155	26-39	114-430
ДГР1-240.7/8.55	1010-2280	240	10,225	2703	30-75	62-155	26-39	114-430
ДР-178.5.55 IDT	2280-3330	178/195	8,320	1174	25-40	150-210	8,5-11,8	30-190

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Выбор и расчет элементов КНБК производится исходя из геологических условий, конструкции скважины, бурового раствора и профиля скважины.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (производились в программном комплексе «Бурсофтпроект») приведены в таблице 11, а также в таблицах Б1, Б2, Б3, Б4 и Б5 приложения Б [25].

Таблица 11 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения, м	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	490	-	9,2	е	ЗП-162-92	0,45	-	0,12	0,12	-	-	-
	Калибратор	203	100				1,21	-	0,46	0,58	-	-	-
	УБТ	100	100				16,6	0,21	3,56	4,15	-	-	-
	БТ	127	108,6				41,74	0,031	1,3	5,45	1,9	>10	5,05
Кондуктор													

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
60-1010 Бурение КНБК №2	Долото	393,7	–	9,2	е	ЗП- 162-92	0,4	–	0,17	0,17	–	–	–
	Калибратор	203	100				1,3	–	0,47	0,64	–	–	–
	Двигатель	240	–				6,98	–	1,66	2,3	–	–	–
	УБТ	159	100				33,2	0,17	5,87	8,18	–	–	–
	БТ	127	108,6				968,1	0,031	30,2	38,4	1,5	6,54	4,78
Промежуточная													
1010- 2280 Бурение КНБК №3	Долото	295,3	–	9,2	е	ЗП- 162-92	0,4	–	0,16	0,16	–	–	–
	Калибратор	203	80				1,3	–	0,31	0,48	–	–	–
	Двигатель	240	–				6,9	–	1,66	2,1	–	–	–
	УБТ	159	71				16,6	0,17	2,93	5,07	–	–	–
	БТ	127	108,6				2255	0,03	70,3	75,4	1,5	3,3	2,51
Эксплуатационная													
2280- 3330 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	9,2	е	ЗП- 162-92	0,4	–	0,16	0,16	–	–	–
	Калибратор	146	78				0,44	–	0,04	0,2	–	–	–
	Двигатель	195	–				7,9	–	1,4	1,6	–	–	–
	УБТ	159	71				8	0,17	1,41	3,02	–	–	–
	Яс	171	63,6				4,3	–	–	3,02	–	–	–
	УБТ	159	71				8	0,17	1,41	4,44	–	–	–
	БТ	127	108,6				3301	0,03	103	107,5	2,1	2,3	1,88
3265- 3305 Отбор керна КНБК №5	Долото	215,9	–	9,2	е	ЗП- 162-92	0,3	–	0,04	0,043	–	–	–
	УБТ	159	71				8	0,17	1,4	1,45	–	–	–
	УБТ	90	90				8,3	0,14	1,2	2,66	–	–	–
	БТ	127	108,6				3288	0,03	102,6	105,3	2,3	2,38	1,56

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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.

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.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				направление	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	1,2	89	4
Структурообразователь: глинопоророшок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	50	3711	4
Регулятор жесткости: сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	89	4
МЕХ-РАН (полиакрилат натрия)	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	1,5	111	5

Технологические свойства бентонитового раствора представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Технологические показатели бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,319
Условная вязкость, с	60-80
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Интервалы под кондуктор и промежуточную колонну:

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород. Полимер-глинистые буровые растворы отличаются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью, то есть способностью разжижаться до вязкости, близкой

к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор представлен в таблице 14.

Таблица 14 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов кондуктор	
				кг	уп
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	314	13
Структурообразователь: глинопорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	25144	26
Регулятор жесткости: сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	0,8	503	21
Высоковязкий понизитель фильтрации (МЕХ-РАС HV)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	314	13
Понизитель фильтрации (МЕХ-САР)	Регулятор фильтрации	25	0,1	62	3
Смазочная добавка (REALUB)	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	1886	76

Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
1	2
Плотность, г/см ³	1,275

Продолжение таблицы 15

1	2
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

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

Таблица 16 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под промежуточную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				промежуточная	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор рН: каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	0,5	193	8
Структурообразователь: глинопоорошок	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	40	15510	15
Регулятор жесткости: сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1	387	17
Высоковязкий понизитель фильтрации (МЕХ-РАС HV)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	194	8
Понизитель фильтрации (МЕХ-САР)	Регулятор фильтрации	25	0,1	60	3
Смазочная добавка (REALUB)	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	1163	47

Технологические свойства полимер-глинистого раствора под техническую колонну представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические показатели полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,275
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 возникают следующие проблемы: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Данные проблемы решаются с применением биополимерного раствора.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя естественную проницаемость выше 85 %, что в свое время позволяет снизить затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, которая позволяет обеспечить эффективную очистку скважины.

Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный показатели биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Наименование материала	Назначение	Упаковка	Концентрация	Потребное количество реагентов	
				эксплуатационная	
		кг	кг/м ³	кг	уп
Регулятор pH: каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	0,5	103	5
Структурообразователь: ксантановая камедь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	25	6	1241	50
Регулятор жесткости: сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	1,2	248	10
Ингибитор: KCl	Подавление процессов гидратации и набухания	1000	100	20683	21
Понизитель фильтрации (MEX-PAC LV)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0,5	103	5
Смазочная добавка (REALUB)	Снижение коэффициента трения в скважине	25	3	380	25
Универсальный жидкий пеногаситель	Предотвращение пенообразования	31,5 л (канистра)	0,3	62	2

Технологические свойства биополимерного раствора под эксплуатационную колонну представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические показатели биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
1	2
Плотность, г/см ³	1,224
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100

Продолжение таблицы 19

1	2
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора и химических реагентов представлено в таблицах Б6 и Б7 приложения Б.

2.2.8.1 Обоснование плотности бурового раствора

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов.

$$\rho_{бр} = \frac{k * P_{пл}}{g * L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при L < 1200 м k ≥ 1,10, при L > 1200 м k ≥ 1,05)

P_{пл} – пластовое давление, Па.

Результаты расчета плотности бурового раствора представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета плотности бурового раствора

Показатель	Интервал бурения			
	под направление	под кондуктор	под промежуточную колонну	под эксплуатационную колонну
Плотность, кг/м ³	1312	1267	1124	1180

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых про-

цессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (Бурсофтпроект).

Гидравлические показатели промывки скважины представлены в таблице 21.

Таблица 21 – 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	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте л.с./дм ²
от (верх)	до (низа)					количество, шт	диаметр, мм		
Под направление									
0	60	Бурение	0,26	0,038	Периферийная	3	17	104,4	2,79
Под кондуктор									
60	1010	Бурение	0,33	0,004	Периферийная	4	14,3	75,9	1,5
Под промежуточную колонну									
1010	2280	Бурение	0,56	0,054	Периферийная	6	9,5	87,7	2,43
Под эксплуатационную колонну									
2280	3330	Бурение	1,22	0,093	Периферийная	6	11	59,5	2,01
Отбор керна									
3265	3305	Отбор керна	0,6	0,056	Периферийная	4	8	101,2	3,48

Режим работы буровых насосов представлен таблице 22.

Таблица 22 – 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	60	Бурение	УНБ-600	2	95	180	118,7	1	55	35,5	71
60	1010	Бурение	УНБ-600	2	95	170	113,7	1	44	24,3	48,7
1010	2280	Бурение	УНБ-600	1	95	160	156,7	1	77	37,3	37,3
2280	3330	Бурение	УНБ-600	1	95	160	156,7	1	70	33,9	33,9
2965	3305	Отбор керна	УНБ-600	1	95	160	156,7	1	42	20,3	20,3

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе представлены в таблице 23.

Таблица 23 – 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		бурительной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	100,1	84,3	0	5,7	0,1	10
60	1010	Бурение	116,7	42,8	20	42,4	1,5	10
1010	2280	Бурение	144,3	50,1	26,1	80,3	6,3	10
2280	3330	Бурение	152,8	24,7	33,3	65,3	19,4	10
2965	3305	Отбор керна	135,3	71,4	0	32,3	26,6	5

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины будет производиться отбор керна для анализа нефтеносности пласта. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность расположения продуктивных пластов выше или ниже прогнозируемой вертикали, в связи с этим планируемый интервал отбора керна составляет 3265-3305.

В таблице 24 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 24 – 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
3265-3305	Бурильная головка БИТ 215,9/100 В 913 О Снаряд керноотборный СКИ (СК) 178/100	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.3.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.3.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

В разные промежутки времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

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

$$P_{ни} = P_n - P_v, \quad (2)$$

где P_n – наружное давление;

P_B – внутреннее давление.

На рисунке 2 представлена эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны.

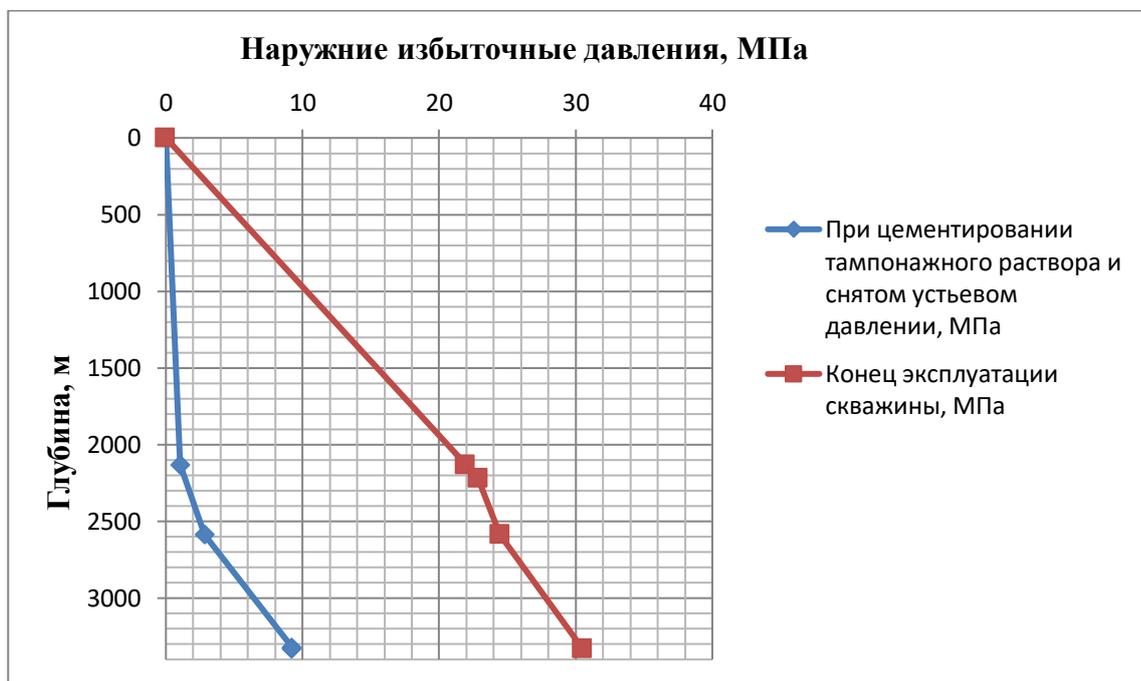


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

На рисунке 3 представлена эпюра наружных избыточных давлений промежуточной колонны.

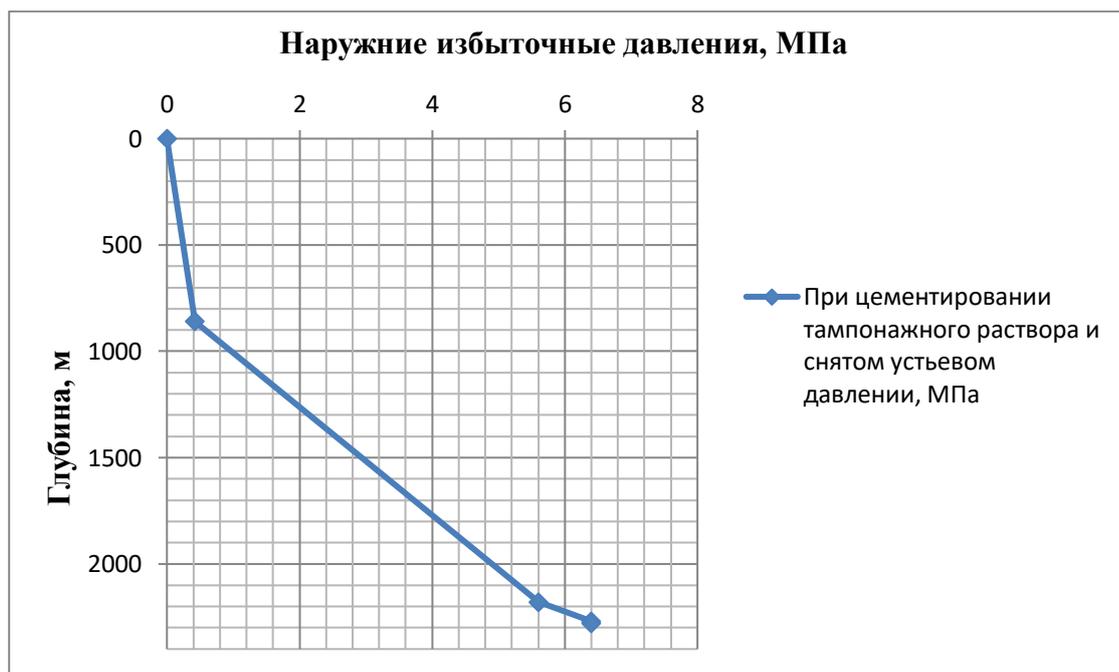


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений промежуточной колонны

На рисунке 4 представлена эпюра наружных избыточных давлений кондуктора.

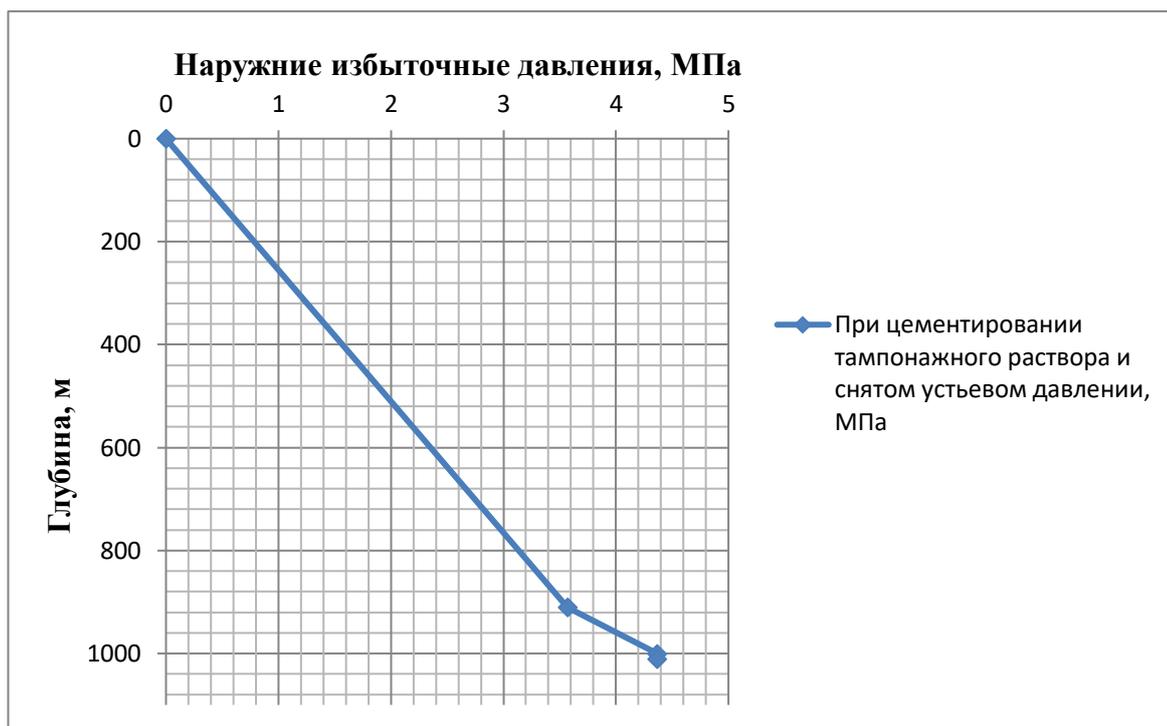


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.3.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} - P_{\text{н}}, \quad (3)$$

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

$P_{\text{н}}$ – наружное давление.

На рисунке 5 представлена эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны.

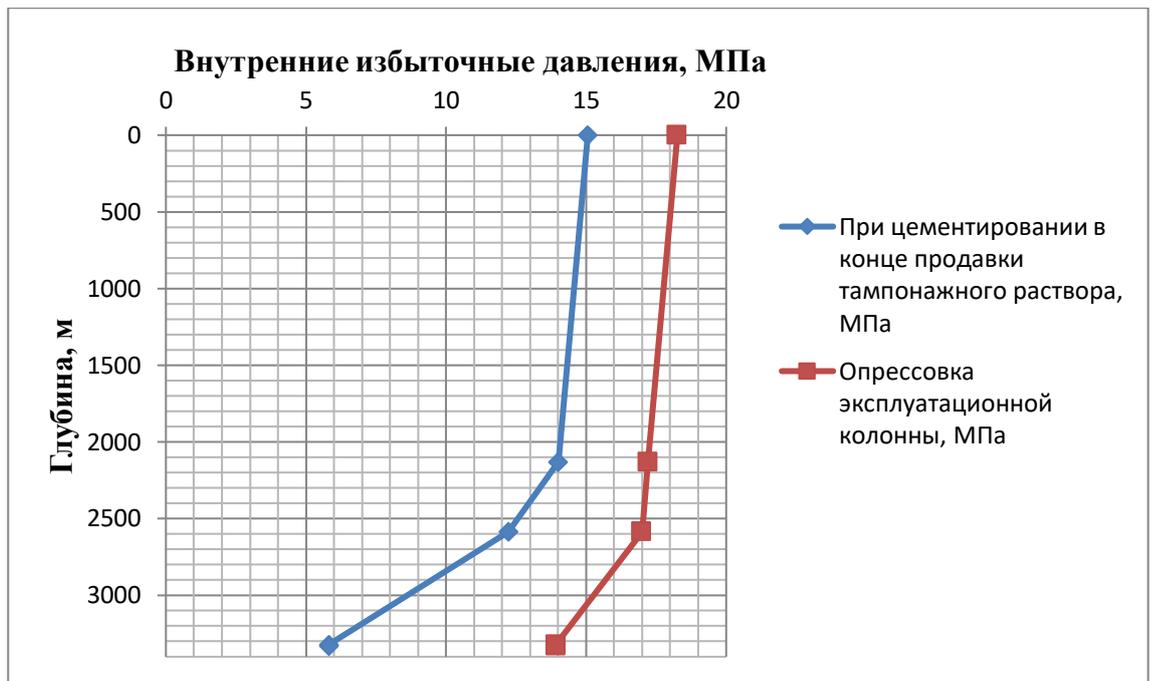


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений

На рисунке 6 представлена эпюра внутренних избыточных давлений промежуточной колонны.

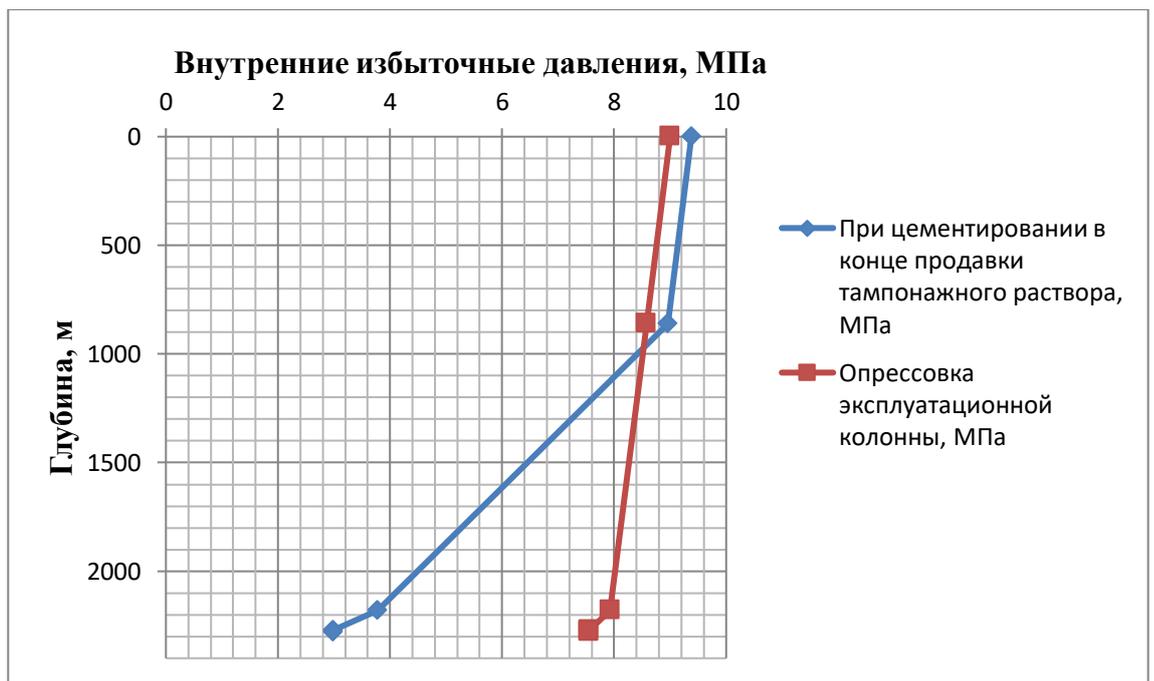


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений промежуточной колонны

На рисунке 7 представлена эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора.

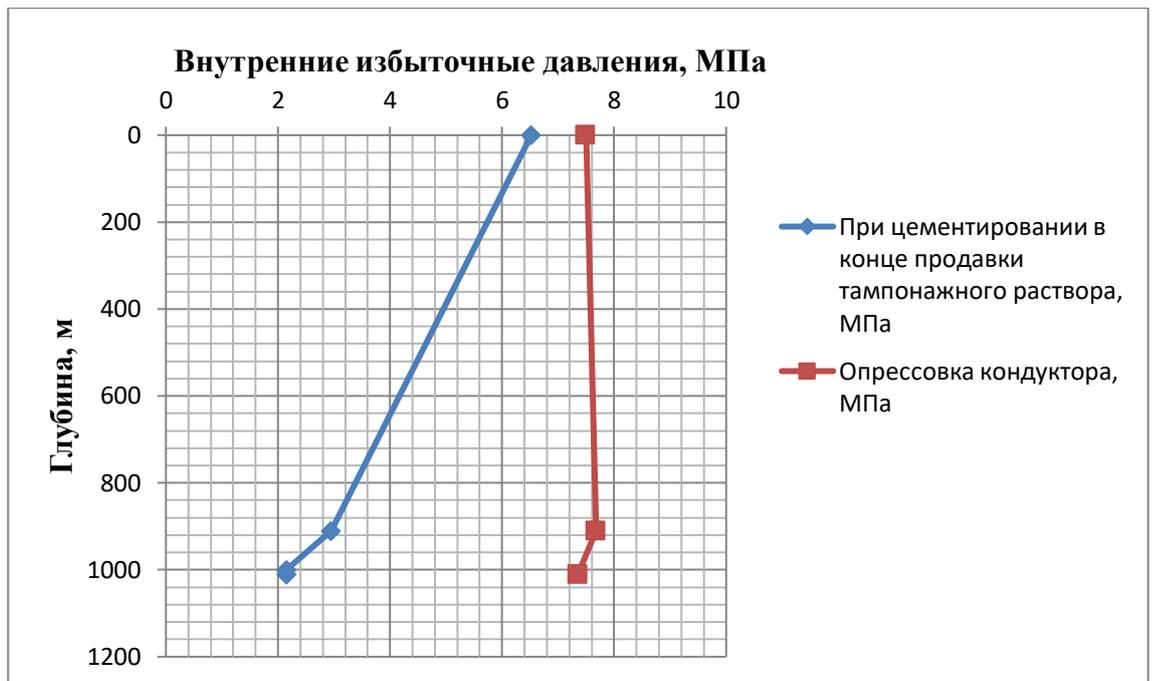


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.3.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

В таблице 25 приведены запроектированные характеристики обсадных колонн.

Таблица 25 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
Направление								
1	ОТТМ	Д	9,5	60	126,1	7566	7566	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	1010	68,5	69185	69185	0-1010
Промежуточная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2280	48,13	109736,4	109736,4	1802-2850
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	695	42,21	29336	124459	2635-3330
2	ОТТМ	Д	8,9	2635	36,1	95123		0-2635

2.3.2 Выбор технологической оснастки

В таблице 26 представлены элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество.

Таблица 26 – Элементы технологической оснастки обсадных колонн и их количество

Название колонны, условный диаметр	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 426 мм	БКМ-426	60	60	1	1
	ЦКОДМ-426	50	50	1	1
	ЦПЦ 426/490	0	50	4	4
	ПРП-Ц 426	50	50	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324	1010	1010	1	1
	ЦКОДМ-324	1000	1000	1	1
	ЦТ 324/394	60	1010	20	20
	ЦПЦ 324/394	0	60	4	34
		60	1010	30	
ПРП-Ц 324	1000	1000	1	1	
Техническая колонна, 245 мм	БКМ-245	2280	2280	1	1
	ЦКОДМ-245	2270	2270	1	1
	ЦПЦ 245/295	0	1010	15	61
		1010	2280	46	
	ПРП-Ц 245	2270	2270	1	1
Эксплуатационная колонна, 168 мм	БКМ-168	3330	3330	1	1
	ЦКОДМ-168	3320	3320	1	1
	ЦПЦ 168/216	0	2280	42	89
		2280	3330	47	
	ПРП-Ц В 168	3320	3320	1	1
	ПРП-Ц Н 168	3320	3320	1	1

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Приведенные в данном разделе расчеты выполняются на основании источника [20].

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

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

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

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

$$P_{гр} = 49,63$$

$$42,07 + 4,32 \leq 0,95 * 49,63$$

$$46,4 \leq 49,63$$

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

2.3.3.1 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

В таблице 27 приведено количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объёмов технологических жидкостей.

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	10	2	1050	2	МБП-СМ	140
		8	1050	4	МБП-МВ	97,5
Продавочная жидкость	71,6		1000		Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	7,53		1400	5,22	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	6330,9
					НТФ	3,07
Нормальной плотности тампонажный раствор	16,26		1900	10,9	ПЦТ-I-100	22529,2
					НТФ	6,64

2.3.3.2 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (5)$$

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.

Облегченный тампонажный раствор:

$$m_2 = 6,33 / 10 = 0,633 - 1 \text{ УС } 6-30.$$

Тампонажный раствор нормальной плотности:

$$m_2 = 22,52 / 13 = 1,733 - 2 \text{ УС } 6-30.$$

На рисунке 8 представлена схема обвязки цементировочной техники.

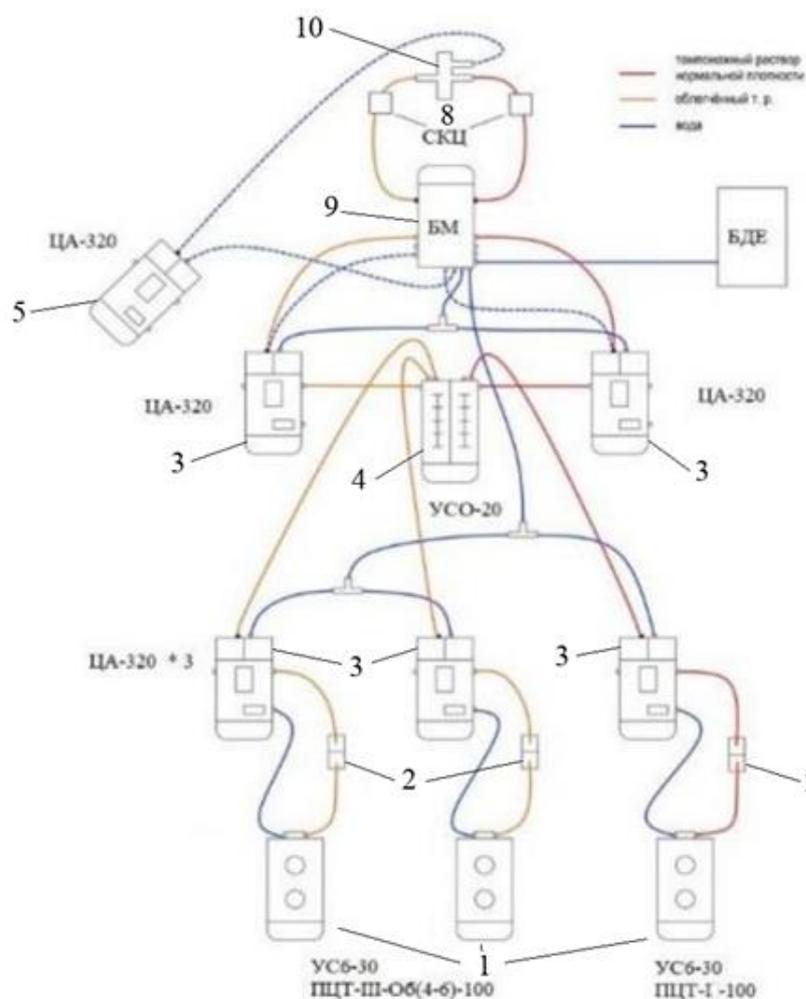


Рисунок 8 – Схема обвязки цементировочного оборудования:

1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20; 5 – ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция контроля цементирования; 9 – блок манифольда; 10 – устье скважины.

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.3.4.1 Выбор типа перфоратора для вторичного вскрытия пласта

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

При протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

В таблице 28 представлены характеристики перфорационной системы.

Таблица 28 – Характеристики перфорационной системы

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отверстий/1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Торпедная	ПКО 102-АТ	20	5

2.3.4.2 Проектирование типа пластоиспытателя

Для проведения испытаний был выбран комплекс пластоиспытательный КИИ 95/146, который предназначен для определения гидродинамических параметров пластов как в обсаженном, так и в необсаженном стволе.

2.3.4.3 Проектирование типа фонтанной арматуры

В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). Следовательно, так

как, устьевое давление данной скважины не превышает 35 Мпа, то выбирается АФ1-80/65х35.

2.4 Выбор буровой установки

Результаты выбора буровой установки для строительства скважины представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты проектирования и выбора буровой установки

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	98,3	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	120 > 98,3
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	124,4	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	180 > 124,4
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	161,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/161,7=1,23 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	200		

Исходя из полученных расчетов, спроектирована буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М.

3 Эксцентричные башмаки обсадных колонн

3.1 Устройство и типы

Башмак служит для предупреждения смятия нижнего торца обсадной колонны и для увеличения степени проходимости ее по стволу скважины в процессе спуска. Башмаки состоят из толстостенных патрубков, присоединяемых к низу обсадной колонны резьбовым соединением или сваркой. На другом конце башмака расположена направляющая пробка, изготавливаемая из чугуна, алюминия, бетона. Направляющие пробки имеют полусферическую или конусообразную форму с гладкой или ребристой поверхностью. В кольце башмака или в направляющей пробке располагаются боковые отверстия, через которые в затрубное пространство закачивается цементный раствор. Башмаки для обсадных колонн конструктивно имеют три типа: типа Б – с фаской без направляющей пробки; типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой (насадкой); типа БКМ – состоят из корпуса с неразъемной насадкой.

Типы башмаков обсадной колонны представлены на рисунке 9.

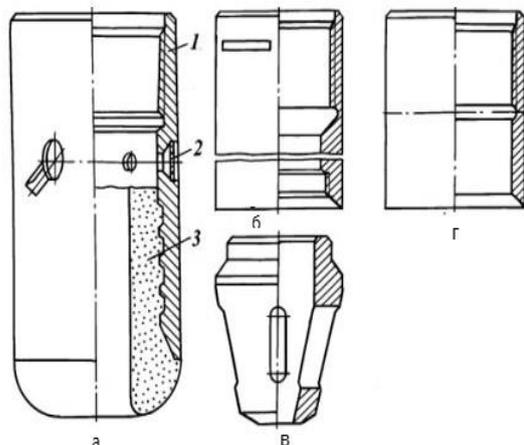


Рисунок 9 – Типы башмаков обсадной колонны

а – типа БКМ: 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка;

б – типа БП с чугунной направляющей насадкой;

в – направляющая насадка;

г – типа Б.

3.2 Башмак колонный вращающийся БК-Вр

На рисунке 10 представлен башмак колонный вращающийся БК-Вр.

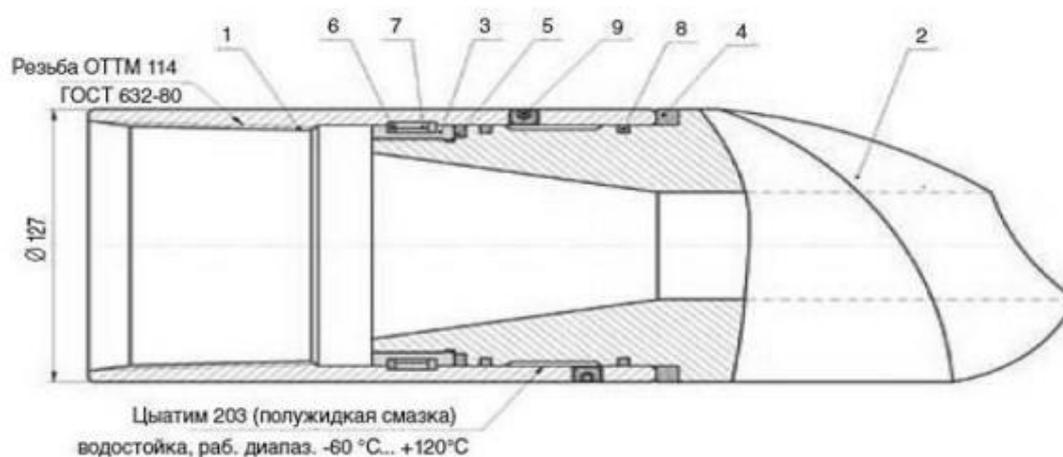


Рисунок 10 – Башмак колонный вращающийся БК-Вр

1 – муфта; 2 – эксцентричная насадка; 3 – гайка упорная; 4, 5, 6 – опоры скольжения; 7 – фиксатор; 8 – кольца уплотнительные; 9 – пробка коническая.

Башмак колонный вращающийся БК-Вр предназначен для прохождения осложненных зон без посадок. Благодаря эксцентричной насадке 2 и наличию опор скольжения 4,5,6, башмак с легкостью проходит уступы и преодолевает преграды при спуске обсадной колонны.

3.3 Башмак с силовым приводом БК-ВП

Прорабатывающий гидравлический башмак НПКФ-БК-ВП компании НПК «Фильтр» работает по принципу ВЗД, при котором в качестве энергоносителя применяется промывочная жидкость. Ротор и статор башмака преобразуют энергию движущегося потока жидкости во вращательное движение ротора и передают его на прорабатывающий башмак.

Особенностями данного башмака являются:

1. Контроль за работой башмака можно осуществлять по изменению давления в нагнетательной линии, поскольку перепад давления на двигателе пропорционален моменту на его прорабатывающем башмаке.

2. Ротор и все остальные внутренние детали башмака изготовлены из легкоразбуриваемого алюминиевого сплава.

3. Перед спуском колонны не требуется проводить дополнительную шаблонировку скважины.

На рисунке 11 представлен башмак с силовым приводом БК-ВП.



Рисунок 11 – Башмак с силовым приводом БК-ВП

3.4 Башмак прорабатывающий Fastream

Fastream - это башмак, имеющий вооружение по калибру. Устанавливается в нижней части колонны или хвостовика и может быть использован для вращения, промывки и расхаживания, тем самым увеличивая шансы дохождения до конечного забоя скважины. Он оснащен алюминиевой насадкой, которая легко разбуривается, не повреждая оборудование. Спиральный центратор и покрытие вооружения по всему калибру влияет на стабильность прохождения по стволу и уменьшает риск посадок, а также недохождения до забоя.

На рисунке 12 представлен башмак прорабатывающий Fastream.



Рисунок 12 – Башмак прорабатывающий Fastream

3.5 Башмак Easyglide Shoe

Башмак Easyglide оснащается полимерной насадкой уникальной конструкции, выполняющей важные функции при спуске, цементировании, а также последующего разбуривания.

Полимерная насадка обеспечивает низкий коэффициент трения, а его форма позволяет уменьшить пятно контакта носовой части с породой, что позволяет спустить колонну до проектного забоя. В стандартной комплектации башмак оснащен полимерным, легкоразбуриваемым обратным клапаном с функцией автодолива, предназначенный для выполнения функций ЦКОДа.

На рисунке 13 представлен башмак Easyglide Shoe.



Рисунок 13 – Башмак Easyglide Shoe

Вывод

Проанализировав различные виды эксцентричных башмаков, можно сделать вывод, что оптимальным решением для минимизации рисков посадок и смятия обсадной колонны, предпочтительно использование башмака НПКФ-БК-ВП. Благодаря своему вооружению, он позволяет исключить дополнительную шаблонировку скважины, что, в свою очередь, способствует экономии времени, а дополнительные боковые отверстия обеспечивают гидромониторный эффект.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания»

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основные направления деятельности компании: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, в том числе горизонтальное бурение, текущий и капитальный ремонт скважин, разработка и сопровождение буровых растворов, подбор рецептур, цементирование скважин, услуги по технологическому сопровождению бурения.

Компания включает 7 подразделений в регионах Российской Федерации, около 5000 сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров.

На рисунке 14 представлена организационная структура АО «Сибирская Сервисная Компания».



Рисунок 14 – Организационная структура АО «Сибирская Сервисная Компания»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью данного раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные представлены в таблице В1 приложения В.

4.3 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также, действующие нормы времени механического бурения на 1 м породы и проходки на долото приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении (Томская 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	60	60	0,027	460
2	60	1010	950	0,032	350
3	1010	2280	1270	0,036	2900
4	2280	3330	1050	0,038	3200

Основным документом для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [4].

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

$$N = T \cdot H, \quad (6)$$

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

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 60 \cdot 0,027 = 1,62 \text{ ч.}$$

Аналогичным образом производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
60	0,027	1,62
950	0,028	26,6
1270	0,036	45,7
1050	0,038	40
Итого		113,92

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

$$n = H / П, \quad (7)$$

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

Для направления:

$$n = 60 / 460 = 0,13.$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка надолото в данном интервале $П$, м	Количество
60	460	0,04
950	350	2,71
1270	2900	0,43
1050	3200	0,32
Итого на скважину		3,5

4.4 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

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

Расчет производится по формуле 8.

$$T_{СПО} = П * n_{СПО}, \quad (8)$$

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

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице В2 приложения В.

4.5 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $2 * 1 = 2$ мин;
- кондуктор: $19 * 1 = 19$ мин;
- техническая колонна: $37 * 1 = 37$ мин;
- эксплуатационная колонна: $65 * 1 = 65$ мин.

4.6 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 часов, кондуктора – 16 часов, промежуточной – 24 часа, эксплуатационной колонны – 24 часа.

4.7 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 4.

$$L_c = L_k - L_n, \quad (9)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 60 - 0 = 60 \text{ м.}$$

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

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м.}$$

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

$$L_T = L_c - L_n. \quad (10)$$

Для направления:

$$L_T = 60 - 17 = 43 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (11)$$

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:

$$L_c = 1010 - 10 = 1000 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 1000 - 17 = 983 \text{ м;}$$

$$N = 983/25 = 39,32 \approx 40 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 40 * 2 + 5 = 85 \text{ мин.}$$

Для технической колонны:

$$L_c = 2280 - 10 = 2270 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 2270 - 17 = 2253 \text{ м;}$$

$$N = 1553 / 25 = 90,1 \approx 91 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 91 * 2 + 5 = 187 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3330 - 20 = 3310 \text{ м;}$$

$$L_n = 16 + 1 = 17 \text{ м;}$$

$$L_T = 3310 - 17 = 3293 \text{ м;}$$

$$N = 3293/25 = 131,7 \approx 132 \text{ шт;}$$

$$T_{\text{конд.}} = 132 * 2 + 5 = 269 \text{ мин.}$$

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:

$$\Sigma = 7 + 85 + 187 + 269 + 4 * (7 + 17 + 42) = 694 \text{ мин} = 13,53 \text{ ч.}$$

4.8 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [21].

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

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

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

4.9 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 [4].

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 337,5 часов или 14 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $337,5 * 0,066 = 22,27$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 337,5 + 22,27 + 25 = 384,7 \text{ ч} = 16 \text{ суток.}$$

4.10 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 33.

Таблица 33 – 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 34.

Таблица 34 – Линейно-календарный график работ

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

Условные обозначения к таблице 30:

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

4.11 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.11.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

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

$$T_{пр} = T_{н} * k, \quad (12)$$

где $T_{н}$, - нормативная продолжительность строительства скважины, ч; k – поправочный коэффициент;

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

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах В4 и В5 приложения В.

Результаты расчет а по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 35.

Таблица 35 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение			
Направление/кондуктор	0,5	0,61	0,025
Техническая колонна	21	24,9	1,04
Эксплуатационная колонна	33	40,2	1,68
	50	59,7	2,49
Крепление	2	3	4
Направление			
Кондуктор	20	25,2	1,05
Техническая колонна	42	49,2	2,05
Эксплуатационная колонна	48	56,9	2,37
	53	63,6	2,65
Итого	267,5	320,3	13,35

Расчет технико-экономических показателей:

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

а) механическая скорость V_m , м/ч;

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

где H – глубина скважины, м;

T_m – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч;

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

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_k , м/ч;

$$V_k = (H * 720) / T_h, \quad (16)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

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

где n – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{\text{с1м}} = (C_{\text{см}} - П_n) / H, \quad (18)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов представлены в таблице 36.

Таблица 36 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3330
Продолжительность бурения, сут	16
Механическая скорость, м/ч	29,2
Рейсовая скорость, м/ч	35,8
Коммерческая скорость, м/ст-мес	6232
Проходка на долото, м	951
Стоимость одного метра, руб	135742

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единич-

ных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49 [7].

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 [31].

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [7], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве. Для Томской области этот индекс составляет на январь 2019 года 215,95.

4.11.2 Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины представлен в таблице В3 приложения В.

4.11.3 Сметный расчет на бурение скважины

Сметный расчет на бурение скважины представлен в таблице В4 приложения В.

4.11.4 Сметный расчет на крепление скважины

Сметный расчет на крепление скважины представлен в таблице В5 приложения В.

5 Социальная ответственность

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

В федеральном законе РФ от 28.12.2013 № 426–ФЗ «О специальной оценке условий труда» [32], указано, что с вредными условиями труда сталкиваются рабочие на предприятиях горной и угольной промышленности, на металлургическом и абразивном производстве, в электроэнергетике, в нефтяной и химической промышленности.

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

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 2015 года [17].

Буровая установка должна быть укомплектована согласно п. 141 ПБвНиГП 2015 года [17]:

- 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.

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

В таблице 37 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству вертикальной разведочной газовой скважины.

Таблица 37 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по строительству эксплуатационной наклонно-направленной нефтяной скважины

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

5.2.2 Мероприятия по снижению воздействия

Основание для выдачи работнику средств индивидуальной защиты (СИЗ):

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

1) Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

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

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции [11].

2) Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность. В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультра-

трафиолетового излучения. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C . К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [42]. Основное требование к зимней спецодежде—это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ Р 12.4.218–99 [43], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются: утепленные воротники и капюшоны, трикотажные манжеты на рукавах, ветрозащитные планки, утепленная область поясицы.

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

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

3) Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации являются вибростолы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортиза-

ционные подушки в соединениях блоков, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» [44].

4) Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой являются работающие насосы, вибростата. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". [15]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение.

5) Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05–95 "Естественное и искусственное освещение" [16]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [17].

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

б) Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары,

мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [17] Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств. В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам.

7) Повышенное значение напряжения в электрической цепи

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

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

8) Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий: работы, проводимые на высоте должны, проводиться с применением страховочного троса, в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [17] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

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

5.3 Экологическая безопасность

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

1) Влияние на атмосферу

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

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

2) Влияние на гидросферу

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

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

3) Влияние на литосферу

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары

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

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

Как правило, чрезвычайная ситуация возникает вследствие нескольких причин (или их комбинации), которые можно условно разделить на две группы:

- производственные причины;

- внешние воздействия: техногенного характера (работа соседних установок), природного характера (ураганы, землетрясения), а также акты обмана, саботажа и диверсии.

К производственным причинам относятся:

- опасности, связанные с основными типовыми процессами;
- разгерметизация оборудования, трубопроводов вследствие физического износа, коррозии, механических повреждений, температурной деформации оборудования и трубопроводов;

- разгерметизация фланцевых соединений, запорной арматуры, отказ в работе противовыбросового оборудования, недостаточной геологической изученности;

- отсутствие или перебои в снабжении электроэнергией, теплоносителями;

- поломка или остановка машин (насосов и т.д.)

- события, связанные с отклонением параметров процесса от регламентных значений, которые обусловлены неправильным действием персонала при ведении технологического процесса, либо с отказами или неправильным функционированием средств контроля и управления технологическими параметрами, систем противоаварийной защиты.

Анализ возможных чрезвычайных ситуаций представлен в таблице 38.

Таблица 38 – Анализ чрезвычайных ситуаций

Чрезвычайная ситуация	Источники чрезвычайной ситуации	Характер чрезвычайной ситуации	Последствия чрезвычайной ситуации
1	2	3	4
Пожары	Внутренние: являются проявления недр при вскрытии продуктивных пластов. Разлив нефти с возгоранием. Внешнее: поджог.	Локальный (пострадавших не более 10 человек, материальный ущерб не более 1000 мрот, ЧС в пределах территории объекта).	Пожар, разрушение зданий, ожоги, летальные исходы.

Продолжение таблицы 38

1	2	3	4
Пожар	<p>Внутреннее: Разлив нефти и дизельного топлива с возгоранием, выброс бурового раствора с последующим фонтанированием углеводородного сырья; проведение огневых работ. Внешнее: поджог.</p>	Локальный (в пределах буровой вышки).	Пожар, повреждение механизмов и оборудования, разрушение вышки, ожоги, отравления продуктами горения, летальные исходы.

Таблица 39 – Сведения о категории зданий, сооружений, помещений, оборудования и установок по признаку взрывопожароопасной и пожарной опасности

Наименование здания, сооружения	Характеристика и наличие обращающегося в производстве вещества	Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ 7	Категория пожарной и взрывопожарной опасности по СП 12.13130.09
Устье скважины	Нефть, газ, газоконденсат	В-Iг	Ан
Вышечно-лебедочный блок	Буровой раствор, газ	В-Iг	Ан
Силовой блок	Дизтопливо	П-1	В1
Насосный блок	Буровой раствор, дизтопливо	В-Iа	Б
Шламовый амбар	Отработанный раствор	В-Iг	Ан
Блок ГСМ	Дизтопливо	В-Iг	Бн
Блок приготовления раствора	Буровой раствор, примеси нефти	–	Ан
Склад реагентов	Сода кальцинированная, NaCl, KCl	–	Д

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ «Оборудование производственное».

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой

вой запрещается: располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом, хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки. Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением. Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12]. Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122–87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [13].

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были спроектированы оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3330 метров на месторождении Томской области.

Исходя из анализа горно-геологических условий бурения спроектирована конструкция скважины, состоящая из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонны. В связи с тем, что спуск кондуктора на расчетную глубину 1470 метров является нецелесообразным, потому что повышается вероятность осложнений и аварий, проектируется спуск технической колонны. 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. Исходя из того, что интервал под направление сложен исключительно мягкими горными породами, для его бурения спроектировано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны спроектированы PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки скважины 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 кондуктор и техническую колонну был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя естественную проницаемость и предупреждая загрязнение.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. В целях экономии средств эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с двумя пробками. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. В целях уменьшения стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью торпедной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из значений пластовых давлений, спроектировано следующее устьевое оборудование: ОКК1-21-168x245x323 К1 ХЛ, ОП5-350/80x21, АФ1-80/65x35.

Для проведения работ спроектирована буровая установка БУ-3000 ЭУК-1М, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Проанализировав различные виды эксцентричных башмаков, можно сделать вывод, что оптимальным решением для минимизации рисков посадок и смятия обсадной колонны, предпочтительно использование башмака НПКФ-БК-ВП. Благодаря своему вооружению, он позволяет исключить дополнительную шаблонировку скважины, что, в свою очередь, способствует экономии времени, а дополнительные боковые отверстия обеспечивают гидромониторный эффект.

В разделе «Финансовый менеджмент» составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованных источников

1. «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).
2. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
3. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при стротельстве скважин.
4. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
6. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности».
7. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
8. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности».
9. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
10. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
11. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
12. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
13. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

14. ГОСТ 12.4.218-99 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Одежда специальная».

15. ГОСТ 12.4.236 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) «Одежда специальная для защиты от пониженных температур».

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

17. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.

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

19. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.html.

20. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин [Электронный ресурс]: <http://lawru.info/dok/1986/03/07/n117807.html>.

21. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2001. – 183 с.

22. Епихин А.В., Ковалев А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.

23. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.

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

25. 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.

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

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

28. 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».

29. Постановление Правительства РФ от 7 июля 2016 г. N 640 «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы».

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

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

32. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

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

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

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

36. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.

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

38. Самохвалов М.А., Ковалев А.В., Епихин А.В. 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.

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

40. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

41. СНиП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

42. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.

43. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

44. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426–ФЗ «О специальной оценке условий труда».

Приложение А

Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А1 – Проектный стратиграфический разрез

Глубина залегания, м			Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от	до	мощность	название	индекс	
0	50	50	Четвертичная система	Q	1,50
50	260	210	Некрасовская серия	P ₃	1,30
260	400	140	Тавдинская свита	P ₂	1,30
400	595	195	Люлинворская свита	P ₂	1,20
595	675	80	Талицкая свита	P ₁	1,20
675	825	150	Ганькинская свита	K ₂	1,20
825	885	60	Славгородская свита	K ₂	1,20
885	955	70	Ипатовская свита	K ₂	1,20
955	965	10	Кузнецовская свита	K ₂	1,20
965	1755	790	Покурская свита	K ₁₋₂	1,20
1755	1800	45	Алымская свита	K ₁	1,15
1800	2235	435	Ванденская свита	K ₁	1,15
2235	2355	120	Тарская свита	K ₁	1,15
2355	2670	315	Куломзинская свита	K ₁	1,15
2670	2685	15	Баженовская свита	J ₃	1,10
2685	2780	95	Васюганская свита	J ₂₋₃	1,10
2780	3210	430	Тюменская свита	J ₂	1,10
3210	3240	30	Салатская свита	J ₁₋₂	1,10
3240	3270	30	Тогурская свита	J ₁	1,10
3270	3300	30	Урманская свита	J ₁	1,10

Таблица А2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	50	пески глины	60 40
P ₃	50	260	пески глины алевриты	60 30 10
P ₂	260	400	глины алевриты	90 10
P ₂	400	595	глины алевролиты	90 10
P ₁	595	675	глины алевролиты	70 30
K ₂	675	825	глины алевролиты	60 40

Продолжение таблицы А2

1	2	3	4	5
K ₂	825	885	глины алевролиты	70 30
K ₂	885	955	глины	100
K ₂	955	965	глины алевролиты	80 20
K ₁₋₂	965	1755	глины песчаники алевролиты	25 50 25
K ₁	1755	1800	глины песчаники алевролиты	30 40 30
K ₁	1800	2235	песчаники алевролиты глины	40 40 20
K ₁	2235	2355	песчаники алевролиты аргиллиты	60 20 20
K ₁	2355	2670	алевролиты песчаники аргиллиты	70 20 10
J ₃	2670	2685	аргиллиты	100
J ₂₋₃	2685	2780	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J ₂	2780	3210	песчаники алевролиты аргиллиты	45 10 45
J ₁₋₂	3210	3240	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J ₁	3240	3270	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10
J ₁	3270	3300	аргиллиты песчаники алевролиты	45 45 10

Таблица А3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность, %	Абразивность	Категория породы промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)										
Q	0	50	пески глины	1,9 2,2	30 10	1500 0	10 100	0 0	0 10	1 5	10 4	мягкая мягкая
P ₃	50	260	глины пески алевриты	2,2 1,9 2,0	10 30 17	0 200 10	100 20 35	0 0 0	10 0 0	5 5 5	4 10 10	мягкая мягкая мягкая
P ₂	260	400	глины алевриты	2,4 2,0	10 20	0 20	100 35	0 0	10 0	4 4	4 10	мягкая мягкая
P ₂	400	595	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 5	100 50	0 0	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
P ₁	595	675	глины алевролиты	2,2 2,1	10 15	0 20	100 50	0 5	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂	675	825	глины алевролиты	2,2 2,1	10 20	0 15	100 50	5 0	10 0	5 5	4 10	мягкая мягкая
K ₂	825	885	глины алевролиты	2,3 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K ₂	885	955	глины	2,4	15	0	100	5	10	1	4	мс
K ₂	955	965	глины алевролиты	2,4 2,2	10 15	0 15	100 40	0 0	10 10	4 4	4 10	мс мс
K ₁₋₂	965	1755	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 20 20	0 500 50	100 20 20	5 0 5	10 15 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс
K ₁	1755	1800	глины песчаники алевролиты	2,4 2,1 2,2	15 25 20	0 25 50	100 20 20	3 3 3	15 20 20	5 5 5	4 10 6	мс мс мс

Таблица А4 – Характеристика водоносности по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³ (в пластовых условиях)	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения в пластовых условиях, кгс/см ²	Фазовая проницаемость, мдарси	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до						
Водоносность								
Q-P ₃	0	260	порový	1,00	–	–	200	Да
K ₁₋₂	965	1755	порový	1,01	200	–	500	Нет
K ₁	1755	2670	порový	1,01	10	–	15	Нет
J ₃ -J ₂	2670	3210	порový	1,01	10	–	15	Нет
J ₁₋₂ -J ₁	3210	3300	порový	1,01	10	–	15	Нет

Таблица А5 – Зоны возможных осложнений по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы поглощения по вертикали, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q – K ₂	0	965	Поглощения бурового раствора	Интенсивность поглощения 1 м ³ /час. Увеличение плотности бурового раствора против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₂ – K ₁	965	2235		
Pz	3300	3370		

Продолжение таблицы А5

1	2	3	4	5
Q – K ₂	0	965		Несоответствие параметров бурового раствора проектным значениям, недостаточное противодавление столба бурового раствора на стенки скважины, повышенная водоотдача бурового раствора, неудовлетворительная ингибирующая способность раствора по отношению к глинистым породам разреза, подъем бурильного инструмента с поршневанием, несоблюдение режима долива скважины, несоответствие режима бурения при прохождении отложений, склонных к осыпям и обвалам
K ₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
J ₂ –Pz	3210	3370	Осыпи и обвалы стенок скважины	
Q – K ₂	0	965	Прихватопасные зоны	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы; оставление бурового инструмента без движения; увеличение плотности выше проектной
K ₁₋₂ – K ₁	965	2235		
K ₁ – J ₂	2235	3210		
K ₁₋₂	965	1755	Водопроявления	Несоблюдение параметров БР, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического. Превышение скорости подъема инструмента; тип проявления: перелив воды
K ₁	1755	2670		
J ₃ – J ₂	2670	3210	Нефтепроявления	

Приложение Б

Технологическая часть проекта

Таблица Б1 – КНБК для бурения секции под направление (0–60 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0 – 60 м)							
1	490 VU2-K21TG-R697-1	0,4	490	–	3-152	Ниппель	0,042
2	Переводник M152xM171	0,52	225	100	3-152	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
					3-171	Муфта	
3	КЛ-490 М	1,6	490	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник M171xH161	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТ-203x100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
6	Переводник M161xH163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан	0,37	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник M163xH162	0,52	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	1662,0
					3-162	Муфта	
10	Переводник M162xH133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 152	12	–	82,6	3-133	Ниппель	584,2

Таблица Б2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–1010 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (60 – 1010 м)							
1	Бит 393,7 В 419 тСр IADC S121	0,3	393,7	–	3-152	Ниппель	0,4
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	–	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	1-КА 393,7 СТ	0,90	393,7	185	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	ДГР1-240.7/8.55	10,1	240	–	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,78	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
10	Переводник М163хН161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	УБТ-203х100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
12	Переводник М162хН161	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-162	Муфта	
15	СБТ ТЫПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	21,5
					3-162	Муфта	
16	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
17	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
18	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	505,4

Таблица Б3 – КНБК для бурения секции под промежуточную колонну (1010–2280 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под промежуточную колонну (1010-2280)							
1	Бит 295,3 ВТ 419 СР IADC S123	0,4	295,3	–	3-117	Ниппель	0,039
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	–	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	1-КА 295,3 СТ	0,40	295,3	70	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДГР1-240.7/8.55	5,0	240	–	3-117	Муфта	1,669
					3-133	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178х90 Д	48	178	90	3-147	Ниппель	7,335
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	38,1
					3-162	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					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	505,4

Таблица Б4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2280-3330 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (2280-3330)							
1	БИТ 215,9 ВТ 613 Т	0,4	215,9	–	3-117	Ниппель	0,037
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	–	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	3-КА 215,9 СТ	0,40	220	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М133хН117	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДР-178.5.55 IDT	8,4	195	–	3-117	Муфта	1,174
					3-133	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТ-178х90 Д	64	178	90	3-147	Ниппель	10,269
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,53	171,4	80	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172	3,5	172	76,2	3-162	Ниппель	0,314
						Муфта	
12	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	45,26
						Муфта	
13	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
14	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
15	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	505,4

Таблица Б5 – КНБК для отбора керна (3265–3305 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Суммарный вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	PDC БИТ 215,9/100 В613ЕС	0,2	215,9	100,6	3-161	Муфта	0,02
2	Снаряд керноотборный СКИ (СК) 178/100	7,8	178	100	3-161	Ниппель	0,7
					3-147	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
4	УБТ-178х90 Д	18	178	90	3-147	Ниппель	2934
					3-147	Муфта	
5	Переводник М147хН162	0,53	171,5	80	3-147	Ниппель	0,06
					3-162	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	47,6
						Муфта	
7	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	ВБТ 140	14	–	82,6	3-133	Ниппель	505,4

Таблица Б6 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3330 метров

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					
1	2	3	4	5	6	7
0	60	60	490	–	1,5	24,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						1,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						11,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,3
Объем раствора в конце бурения интервала						54,5
Объем раствора к приготовлению:						67,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						0
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					

Продолжение таблицы Б6

1	2	3	4	5	6	7
60	1010	950	393,7	406,4	1,2	209,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						11,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						100,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,7
Объем раствора в конце бурения интервала						424,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						540,9
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						0
Объем раствора к приготовлению:						540,9
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						202,4
Техническая колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
1010	2280	1270	295,3	323,9	1,15	199,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						10,7
Расчетные потери бурового раствора при очистке						72,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						6,35
Объем раствора в конце бурения интервала						404,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						494,7
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						202,4
Объем раствора к приготовлению:						71,4
Эксплуатационная колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины в конце интервала, м ³
Интервал бурения, м						
от	до					
2280	3330	1050	215,9	244,5	1,1	68,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						6,2
Расчетные потери бурового раствора при очистке						30,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						5,25
Объем раствора в конце бурения интервала						142,95
Общая потребность бурового раствора на интервале:						185,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						71,4
Объем раствора к приготовлению:						185,1

Таблица Б7 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаков-ка	Потребное количество реагентов									
			колонна								итого	
			направ-ление		кондуктор		техниче-ская		эксплуа-тационная			
			кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Регулятор Ph: каустическая сода (NaOH)	Регулирование кислотности среды	25	89	4	314	13	194	8	103	5	700	25
Структурообразователь: глинопорошок	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	3711	4	25144	26	15510	15	17933	18	62298	63
Регулятор жесткости: сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	89	4	503	21	388	17	248	10	1228	52
МЕХ-РАН (полиакрилат натрия)	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	111	5	0	0	0	0	0	0	111	5
Понизитель фильтрации (МЕХ-РАС LV)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	0	0	0	0	103	5	103	5
Высоковязкий понизитель фильтрации (МЕХ-РАС HV)	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	0	0	314	13	194	8	179	7	687	28
Понизитель фильтрации (МЕХ-САР)	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	63	3	60	3	359	14	482	20
Смазочная добавка (REALUB)	Снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	1886	76	1163	47	380	25	3429	148

Продолжение таблицы Б7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Универсальный жидкий пеногаситель	Предотвращение пенообразования	31,5 л (канистра)	0	0	0	0	0	0	62	2	62	2
Ингибитор: KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	1000	0	0	0	0	0	0	20683	21	20683	21
Структурообразователь: органифилльная глина 31	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	25	0	0	0	0	0	0	1241	50	1241	50

Приложение В

Организационно-экономическая часть

Таблица В1 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3330
Способ бурения:	
под направление	Роторный
под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну	Роторный и гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 406,4 мм на глубину 60 м
кондуктор	d 323,9 мм на глубину 1010 м
техническая колонна	d 244,5 мм на глубину 2280 м
эксплуатационная колонна	d 168,3 мм на глубину 3330 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
Тип, количество, шт.	УНБ-600 2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-60 м	35
в интервале 60-1010 м	24
в интервале 1010-2280 м	37
в интервале 2280-3330 м	33
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 8 м
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 60-1010 м	ДГР1-240.7/8
в интервале 1010-2280 м	ДГР1-240.7/8
в интервале 2280-3330 м	ДР-178.5
при отборе керна	PDC 215,9/100 В 913 Е.02
Бурильные трубы: длина свечей, м	25

Таблица В2 – 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 надолота,	Номер таблицы	Номер графы	Интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
I	0-60	90	460	1	4	0-60	0,0120	0,72
II	60-1010	93,7	350	1	4	60-100	0,0120	0,48
						100-200	0,0121	1,21
						200-300	0,0121	1,21
						300-400	0,0122	1,22
						400-500	0,0133	1,33
						500-600	0,0146	1,46
						600-700	0,0146	1,46
						700-800	0,0146	1,46
						800-900	0,0155	1,55
III	1010-2280	95,3	2900	2	2	900-1010	0,0158	1,73
						1010-1100	0,0158	1,42
						1100-1200	0,0159	1,59
						1200-1300	0,0160	1,60
						1300-1400	0,0166	1,66
						1400-1500	0,0177	1,77
						1500-1600	0,0188	1,88
						1600-1700	0,0190	1,90
						1700-1800	0,0193	1,93
						1800-1900	0,0199	1,99
						1900-2000	0,0210	2,10
IV	2280-3330	15,9	3200	2	2	2000-2100	0,0212	2,12
						2100-2200	0,0213	2,13
						2200-2280	0,0216	1,72
						2280-2300	0,0220	0,44
						2300-2400	0,0230	2,30
						2400-2500	0,0233	2,33
						2500-2600	0,0240	2,40
						2600-2700	0,0246	2,46
						2700-2800	0,0249	2,49
						2800-2900	0,0252	2,52
						2900-3000	0,0255	2,55
						3000-3100	0,0256	2,56
						3100-3200	0,0258	2,58
						3200-3300	0,0258	2,58
						3300-3330	0,0260	0,78
Итого								63,6

Таблица В3 – Сводный сметный расчет

№ сметного-расчета	Наименование работ или затрат	Стоимость,рублей
		Прямые затраты
1	2	3
Раздел I. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площади, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач.	78 997
1.2	Разборка трубопроводов, линий передач.	2 295
1.3	Техническая рекультивация земель	12 364
Итого по подготовительным работам		93 665
Раздел II. Вышкостроение и монтаж оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994
2.2	Разборка и демонтаж	11 351
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674
Итого по вышкостроению и монтажу		204 924
Раздел III. Бурение и крепление		
3.1	Бурение скважины	222 483
3.2	Крепление скважины	255 894
Итого по бурению и креплению		478 377
Раздел IV. Испытание скважин		
4.1	Испытание в процессе бурения	1 904
4.2	Испытание объекта	2 595
4.3	Оборудование устья скважины	418
Итого по испытанию		53 203
Раздел V. Промыслово-геофизические работы		
5.1	11% от раздела III и IV	58 474
Итого по промыслово-геофизическим работам		58 474
Раздел VI. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время 5,4% от раздела I и II	16 124
6.2	Снегоборьба 0,4% от раздела I, II, III, IV	3 321
6.3	Эксплуатация теплофикационной котельной установки	30 610
Итого по разделу VI		50 055
ИТОГО прямых затрат по разделам I-IV		830 169
Раздел VII. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы 25 % от суммы по разделам I-IV	207 542
Итого по разделу VII		207 542
Раздел VIII. Плановые накопления		

Продолжение таблицы В3

1	2	3
8.1	Плановые накопления 5 % от суммы на итог прямых затрат по разделам I-VII	57 312
Итого по разделу VIII		57 312
ИТОГО с накладными и плановыми		1 203 552
Раздел IX. Прочие работы и затраты		
9.1	Премияльные доплаты 24,5 %	294 870
9.2	Надбавка за вахтовый метод работы 4,4%	52 956
9.3	Северные льготы 2,98%	35 866
9.4	Лабораторные работы 0,15%	1 805
9.5	Авиатран спорт	43 447
9.6	Транспортировка вахт	9 618
9.7	Перевозка вахт до г.Томска	18 623
9.8	Услуги связи на период строительства скважины	4 500
9.9	Топографо-геодезические работы	6 200
9.10	Бурение скважины на воду	25 000
9.11	Услуги по отбору и транспортировке керна	32 632
Итого прочих затрат и работ		525 517
ИТОГО по разделам I-IX		1 729 069
Раздел X. Резерв средств на непредвиденные расходы		
10.1	Резерв средств на непредвиденные расходы 2,4 % от итоговой суммы	41 498
ИТОГО		1 770 567
Подрядные работы		
Раздел XI. Авторский надзор		
11.1	Авторский надзор 0,2 % от суммы по разделам I- X	3 541
Итого по подрядным работам		3 541
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		1 774 108
С учетом коэффициента удорожания $k=215,95$ к ценам 1985 г.		383 118 623
НДС 18 %		68 961 352
ВСЕГО с учетом НДС		452 079 975

Таблица В4 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление 406,4 мм		Кондуктор 323,9 мм		Технологическая колонна 244,5 мм		Эксплуатационная колонна 168,3 мм	
			количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,1	4	856,6	—	—	—	—	—	—	—	—
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	256,9	—	—	—	—	—	—	—	—
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,9	—	0,00	0,03	6,90	1,28	294,35	2,03	466,82	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	0,00	-	2,07	—	88,31	—	140,05	—	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,40	0,03	0,35	1,28	14,85	2,03	23,55	3,44	39,90
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	13,92	-	0,11	—	4,46	—	7,07	—	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	—	—	0,03	0,43	1,28	18,43	2,03	29,23	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	—	—	0,13	—	5,53	—	8,77	—	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,8	4	1011,44	0,03	7,59	1,28	323,66	2,03	513,3	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1433	4	5732,00	0,03	42,99	1,28	1834,24	2,03	2908,9	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615,00	—	—	—	—	—	—	—	—
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	—	—	—	—	1,28	287,49	2,03	455,94	3,44	772,62

Продолжение таблицы В4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,38	—	—	—	—	—	—	—	—
Прокат ВЗД	сут	92,66	—	—	—	—	1,28	118,61	2,03	188,10	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывания на забое до 25 %.	сут	240,95	—	—	—	—	—	—	—	—	3,44	828,87
Эксплуатация ДВС	сут.	8,9	4	35,60	0,03	0,27	1,28	11,40	2,03	18,07	3,44	30,62
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	22,86	—	—	0,03	0,69	1,28	29,26	2,03	46,41	3,44	78,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	—	—	0,03	4,48	1,28	191,34	2,03	303,44	3,44	514,21
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4	182,16	—	—	—	—	—	—	—	—
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	—	0,00	0,03	3,23	1,28	138,15	2,03	219,10	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,6	4	710,4	0,03	5,33	1,28	227,33	2,03	360,53	3,44	116,69

Таблица В5 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление 406,4 мм		Кондуктор 323,9 мм		Техническая колонна 244,5 мм		Эксплуатационная колонна 168,3 мм	
			количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма	количество, шт	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	214,16	0,82	175,61	1,78	381,21	2,03	434,75	2,26	484,00
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	52,68	—	114,36	—	130,43	—	145,20
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,60	0,82	9,51	1,78	20,65	2,03	23,55	2,26	26,22
Социальные отчисления, 30%	—	—	—	2,85	—	6,20	—	7,07	—	7,87

Продолжение таблицы В5

Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,16	0,82	18,17	1,78	39,44	2,03	44,98	2,26	50,08
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,82	207,35	1,78	450,09	2,03	513,31	2,26	571,46
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,00	0,82	1175,06	1,78	2550,74	2,03	2908,99	2,26	32,38,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,40	0,82	343,91	1,78	746,53	2,03	851,38	2,26	947,84
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,82	113,89	1,78	247,22	2,03	281,95	2,26	313,89
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,82	82,69	1,78	179,50	2,03	204,71	2,26	227,90
Эксплуатация ДВС	сут	8,90	0,82	7,30	1,78	15,84	2,03	18,07	2,26	20,11
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,40	0,82	82,33	1,78	178,71	2,03	203,81	2,26	226,90
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,82	138,82	1,78	301,34	2,03	343,66	2,26	382,60
Эксплуатация бульдозера	сут	148,30	0,82	121,61	1,78	263,97	2,03	301,05	2,26	335,16
Эксплуатация трактора	сут	177,60	0,82	145,63	1,78	316,13	2,03	360,53	2,26	401,38
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,21	6,00	49,26	21,0	172,41	16,00	131,36	5,00	41,05
Башмак колонный БKM-426	шт	100,50	1,00	100,50	—	—	—	—	—	—
Башмак колонный БKM-324	шт	85,50	—	—	1,00	85,50	—	—	—	—
Башмак колонный БKM-245	шт	65,00	—	—	—	—	1,00	65,00	—	—
Башмак колонный БKM-168	шт	45,50	—	—	—	—	—	—	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-426/490	шт	31,20	2	62,40	—	—	—	—	—	—
Центратор ЦЦ-324/394	шт	25,40	—	—	19	482,60	—	—	—	—
Центратор ЦЦ-245/295	шт	18,70	—	—	—	—	37	691,90	—	—
Центратор ЦЦ-168/216	шт	14,90	—	—	—	—	—	—	65	968,50
ЦКОДМ-426	шт	133,50	1,00	133,50	—	—	—	—	—	—
ЦКОДМ-324	шт	125,60	—	—	1,00	125,60	—	—	—	—
ЦКОДМ-245	шт	113,10	—	—	—	—	1,00	113,10	—	—
ЦКОДМ-168	шт	108,10	—	—	—	—	—	—	1,00	108,10

Приложение Г

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

на строительство разведочной вертикальной скважины глубиной 3330 м

Предприятие: АО "ССК"
 Месторождение: -
 Оборудование:
 БУ 3000 ЭУК-1М
 Лебедка: ЛБУ-1200К
 Талевая система: 5х6
 Ротор: Р-700
 Насосы: УНБ-600

