

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА РАЗВЕДОЧНОЙ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ГЛУБИНОЙ 1770 МЕТРОВ НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (САРАТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m1770)(470.43)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич		01.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		03.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

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

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 метров на газовом месторождении (Саратовская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-116/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины глубиной 1770 метров на газовом месторождении (Саратовской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
1. Горно-геологические условия бурения	
2. Технологическая часть	
3. Роторно-управляемая система Power Drive Archer	
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
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): 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:	05.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	1. Горно-геологические условия бурения	5
27.03.2020	2. Технологическая часть	40
10.04.2020	3. Роторно-управляемая система Power Drive Archer	15
24.05.2020	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2020	5. Социальная ответственность	15
28.05.2020	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности проведения НТИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	1. Расчет технико-экономических показателей бурения скважины.
2. Планирование и формирование бюджета НТИ	1. Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования по видам работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности НТИ	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
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич		29.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 метров на нефтегазовом месторождении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 1770 метров на газовом месторождении.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Нормы: ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ «Вибрация. Общие требования безопасности» ГОСТ 12.1.005-88 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 противовибровое"
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<ul style="list-style-type: none"> - Неудовлетворительные показания микроклимата на открытом воздухе - Повышенные уровни шума - Повышенные уровни вибрации - Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны - Травмы, полученные движущимися машинами и механизмами - Поражения электрическим током - Пожаровзрывоопасность

3. Экологическая безопасность:	Экологическая безопасность (анализ воздействие и мероприятие) - Фон загрязнения объектов природной среды - Водопотребление и водоотведение - Охрана почв и водных объектов при подготовительных, строительном-монтажных - Охрана атмосферного воздуха от загрязнения - Контроль за состоянием и охраной окружающей природной среды
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: - техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); - природного характера (лесные пожары); Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.

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
3-2Б62Т	Симон Владимир Андреевич		29.02.2020

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страницы, 10 рисунков, 57 таблиц, 25 литературных источников, 6 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 1770 метров на нефтегазовом месторождении.

Целью работы является – спроектировать технологические решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 1770 м.

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Провести анализ циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

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

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

Определения, обозначения, сокращения

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементирувочный агрегат.

Оглавление

Введение	13
1 Горно-геологические условия бурения скважины.....	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважин	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения.....	15
1.3 Зоны возможных осложнений.....	18
2 Технологическая часть проекта.....	19
2.1 Обоснование конструкции скважины	19
2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины	19
2.1.2 Построение совмещенного графика давлений.....	19
2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.1.4 Выбор интервалов цементирования	22
2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	22
2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн.....	22
2.2 Проектирование процессов углубления скважины	23
2.2.1 Выбор способа бурения	23
2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента	23
2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото	25
2.2.4 Расчет частоты вращения долота.....	26
2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	26
2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя.....	28
2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны.....	29
2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	30
2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	34
2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	36
2.3 Проектирование процессов заканчивания скважи.....	36
2.3.1 Расчет обсадных колонн	36
2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	41
2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	42

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	44
2.4 Выбор буровой установки	45
3 Роторно-управляемая система Power Drive Archer.....	47
3.1 Принцип работы	47
3.2 Проектирование скважин с надежностью настоящей гибридной системы	
50	
3.2.1 Блок управления обеспечивает более широкий рабочий диапазон.....	50
3.3 Оптимальный выбор долота.....	50
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	53
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	53
4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	53
4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	55
4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	
56	
4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента....	57
4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки	57
4.1.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы.....	59
4.1.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные	
укрупненными нормами.....	59
4.2 Линейный календарный график выполнения работ	60
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	61
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления	
скважины	61
4.3.2 Расчет технико-экономических показателей	62
5 Социальная ответственность.....	65
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	65
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	65
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	66
5.2 Производственная безопасность	67

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	68
5.2.1.2 Превышение уровня шума	69
5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света	69
5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	70
5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	70
5.2.1.6 Критические значения тока.	71
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	71
5.3.1.1 Электробезопасность	71
5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность	72
5.4 Экологическая безопасность	74
5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны	74
5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы	74
5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	75
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
Список использованных источников	81
Приложение А	84
Приложение Б	93
Приложение В	94
Приложение Г	99
Приложение Д	103
Приложение Е	109

Введение

Немаловажный аспект эффективного и технологичного проектирования решать сопутствующие проблемы еще до строительства скважины. Качественный проект необходим недропользователю для получения геологических данных, позволяя выявить рентабельность разработки месторождения, а также возможны предупреждения аварии при бурении следующих скважин.

В процессе анализа горно-геологических условий бурения проектируемой скважины были отображены особенности газоносного горизонта. Тип коллектора поровый, на протяжении всей скважины преимущественно выделяются мягкие и средние по твердости породы, сложенные из глин, песчаников, аргиллитов и известняков. Проект закладывает актуальные рекомендации при которых минимизируются осложнения, такие как: в интервале 438-1690 метров поглощения с потерей циркуляции, возникающие при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым, в интервале 0-1770 метров осыпаются или обваливаются неустойчивые горные породы, в связи с чем могут происходить прихваты инструмента, возникающие при снижении давления на забое, отклонении параметров промывочной жидкости от рекомендованных или длительных остановках без движения инструмента. В интервале присутствуют и газонефтеводопроявления, возникающие при нарушении технологических параметров, закладываемых в проекте.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1770 м.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использования РУС PowerDrive Archer, рассмотреть достоинства и недостатки, а также условия применения.

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

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважин

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины, сведения по градиентам пластового, порового, горного давлений и давления гидроразрыва пород, приведенных к глубине исследования, данные представлены в приложении А. Краткая характеристика геолого-технического условия бурения скважины: литологическая характеристика скважины в интервале 0–1770 м представлена в большей степени глинами, аргилитами, песчаниками и известняками. По разрезу скважины представлены мягкие, средние и твердые по твердости горные породы, что обосновывает выбор породоразрушающего инструмента и оптимальные режимы бурения, для достижения максимальной механической скорости проходки. Согласно сведениям по градиентам пластового давления и давления гидроразрыва пород несовместимых интервалов по условию бурения не наблюдается, необходимость в спуске промежуточной (технической) колонны отсутствует.

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Нефтегазоводоносность предоставлена в таблице 1.

Таблица 1 – Нефтегазоводоносность

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, градус		Коэффициент кавернозности в интервале (линейный)
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	15	Квартер	Q	Углы падения на крылья 5-6 ⁰		0
15	138	Плиоцен	N ₂	–	–	1,3
138	233	Аптский	K ₁ ^{ap}	–	–	1,3
		Барремский	K ₁ ^{br}	–	–	1,3
233	436	Юрские J ₂ -J ₃	J ₂ -J ₃	–	–	1,3
436	613	Гжельский	C ₃ ^g	–	–	1,2
613	741	Московский	Мячковский горизонт	–	–	1,2
741	876		Подольский горизонт	–	–	1,2
876	988		Каширский горизонт	–	–	1,2
988	1142		Верейский горизонт	–	–	1,2
1142	1208	Башкирский	Мелекесский горизонт	–	–	1,2
1208	1478	Серпуховский	C ₁ ^s	–	–	1,2

Продолжение таблицы 1

1	2	3		4	5	6	7
1478	150 5	Визейский	Тульский горизонт	C_1^{tl}	–	–	1,3
1505	152 6		Бобриковский горизонт	C_1^{bb}	–	–	1,3
1526	155 5	Турнейский	Упинский горизонт	C_1^{up}	–	–	1,1
1555	156 0		Малевский горизонт	C_1^{ml}	–	–	1,1
1560	160 0	Фаменский	Данковский горизонт	D_3^{dn}	–	–	1,1
1600	166 9		Лебедянский горизонт	D_3^{lb}	–	–	1,1
1669	174 4		Елецкий горизонт	D_3^{el}	–	–	1,1
1744	176 0	Живетский	Ардатовский горизонт	D_2^{ar}	–	–	1,1
1760	178 9		Воробьевский горизонт	D_2^{vb}	–	–	1,1

Разрез представлен 7 водоносными, 1 нефтеносным пластами и 2 газоносными пластами. Вертикальная разведочная скважина проектируется для продуктивного интервала 1750-1751 м с забоем закрытого типа и ожидаемым дебитом от 70000 м³ /сут.

Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность кг/м ³ (для газа – относительная по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сут	Давление насыщения, МПа	Относится ли к источникам водоснабжения
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
D ₂ ^{ar} IVb	1751	1756	Поровый	750	35	8,6	–
Газоносность							
C ₁ ^{bb}	1513	1516	Поровый	0,628	70000	–	–
D ₂ ^{ar} IVb	1750	1751	Поровый	0,710	70000	–	–
Водоносность							
N-J	15	426	Поровый	1	20-165	–	Нет
C _{3g}	540	90	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C ₂ ^{mc}	680	730	Трещинный	1-1,05	Н.д.	–	Нет
C ₂ ^{vr}	988	1142	Поровый	1,08-1,1	39-65	–	Нет
C ₁ ^s	1208	1478	Трещинный	1,09-1,1	15-20	–	Нет
C ₁ ^{tl-bb}	1478	1526	Поровый	1,1-1,15	Н.д.	–	Нет
C ₁ ^{up} -D ₃	1526	1744	Трещинный	1,11-1,16	До 40	–	Нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах Г.1, Г.2, Г.3, Г.4 и Г.5 приложения Г.

2 Технологическая часть проекта

2.1 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

- числа колонн;
- глубин спуска колонн;
- интервалов затрубного цементирования;
- диаметров обсадных колонн;
- диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

2.1.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя скважины

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

2.1.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора по глубине скважины. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

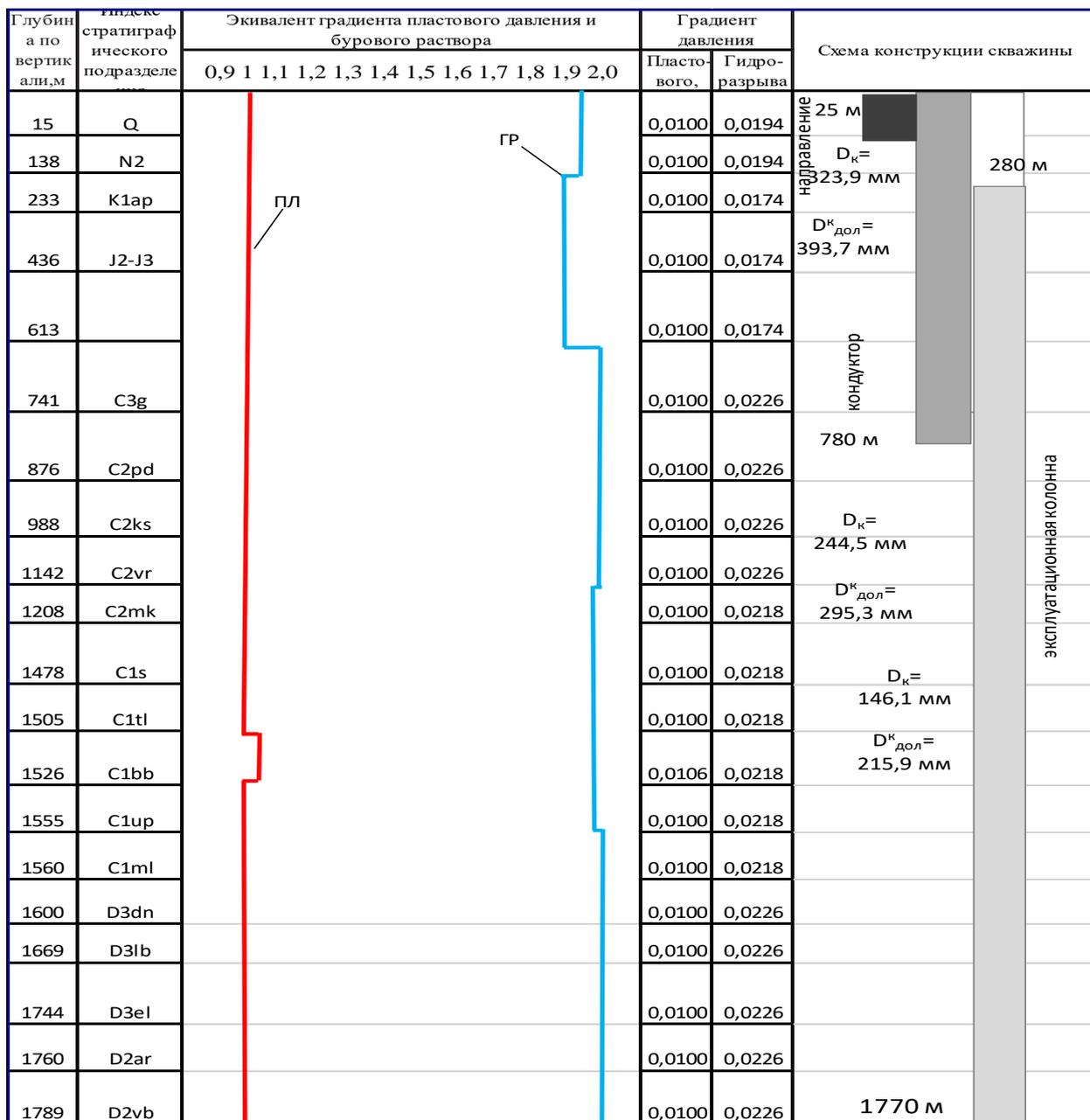


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика позволяет заключить, что несовместимые по условиям бурения интервалы в данном разрезе отсутствуют.

2.1.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Согласно требуемой технологии разработки месторождения проектируется одноколонная конструкция скважины.

Направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Таким образом, глубину спуска направления проектируется

на глубину 25 м.

Кондуктор спускается на глубину 780 м с целью максимального перекрытия неустойчивого интервала разреза и возможных осложнений на начальном этапе бурения: исключение возможных осыпей и обвалов, а также перекрытие прихватоопасных зон интервала.

Расчет производится согласно методике, представленной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1]. Исходные данные и результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчета минимальных глубин спуска кондуктора

Имя пласта	Ю11 *	Ю12
Глубина кровли продуктивного пласта $L_{кр}$, м	1513	1750
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта $\Gamma_{пл}$, кгс/см ² /м	0,100	0,100
Градиент давления гидро-разрыва на предполагаемой глубине кондуктора $\Gamma_{грп}$, кгс/см ² /м	0,226	0,226
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	0,628	0,71
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	151,3	175
Давление гидроразрыва в кровле продуктивного пласта, атм	158,2	176,28
Основание натурального логарифма в степени	1,05	1,07
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, атм	143,77	163,35
Минимальная глубина спуска кондуктора $L_{конд\ min}$, м	700	780
Минимальный запас	1,10	1,08
Принимаемая глубина, м	780	

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 1770 м.

С учетом вскрытия продуктивного пласта 1750-1751 м и бурения интер-

вала под ЗУМППФ, величина перекрытия составляет 19 м.

2.1.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [26] предусматриваются следующие интервалы цементирования:

Направление цементируется на всю длину: 0-25 м;

Кондуктор цементируется на всю длину: 0-780 м;

Эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака кондуктора не менее чем на 500 м: 280-1770 м.

2.1.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр колонны под эксплуатационную принимаем равным $D_{эк}=146,1$ мм. Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенкой скважины.

2.1.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

$$P_{гнвп\ 1пл.} = 15,851 \text{ МПа};$$

$$P_{гнвп\ 2пл.} = 17,963 \text{ МПа}$$

1. Колонная головка, соответствующая максимальному устьевому давлению: **ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ.**

2. ПВО, соответствующее пластовому давлению: **ОП5-280/80x21.**

2.2 Проектирование процессов углубления скважины

2.2.1 Выбор способа бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями.

Для строительства скважины под направление целесообразно выбрать роторный способ бурения, так как направление имеет малую глубину спуска, и бурение осуществляется по мягким породам с вертикальным направлением. Так что выбор ВЗД не целесообразен, так как он не покажет эффективность бурения при всех экономических и трудовых затратах.

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну выбираем ВЗД, так как на данных участках требуется высокие показатели бурения, а также избежание изнашивающих нагрузок на бурильную колонну, для чего целесообразно применять ВЗД.

Для интервала отбора керна выбираем ротор, так как не требуются высокие обороты, которые дает ВЗД. Запроектированные способы бурения [1] приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	25	Роторный
25	780	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
780	1770	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
1745	1756	Роторный (Отбор керна)

2.2.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны долота шарошечного для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве

рейсов. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал, м		0–25	25–780	780-1770
Шифр долота		Ш 393,7 НьюТек Сер- висез	295,3 (11 5/8) FD419SM Волгабур- маш	PDC БИТ В 713 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295.3	215.9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоедини- тельная резь- ба	ГОСТ	3 152	3 117	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0.40	0,441	0,4
Масса, кг		163	82	24
G, тс	Рекомен- дуемая	3-8	9–15	5-15
	Предель- ная	25	15	15
n, об/мин	Рекомен- дуемая	40–60	100-140	140-180
	Предель- ная	200	250	220

где G – осевая нагрузка на долото, тс;

n – линейная скорость на периферии долота, об/мин.

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

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC 295,3 мм марки МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

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

горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с PDC, требуемая проходка обеспечена не будет. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна.

2.2.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При определении осевой нагрузки на долото используют следующие методы [1]:

- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Данные по результатам проектирования осевой нагрузки по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0-25	25-780	780-1770
Исходные данные			
Диаметр долота, см	39,37	29,53	21,59
Предельная нагрузка, тс	25	15	15
Результаты проектирования			
Допустимая нагрузка в процессе бурения, тс	20	12	12
Проектируемая нагрузка, тс	4	8	12

2.2.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике [1], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление меньшее значение частоты вращения, так как при фактическом бурении значения частот вращения обычно меньше рассчитанных

Результаты проектирования частоты вращения долота по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0-25	25-780	780-1770
Исходные данные				
$V_{л}$, м/с		2,8	1,5	1
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		135	162	173
$n_{стат}$, об/мин		60	140	180
$n_{проект}$, об/мин		60	140	180

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

n_1 – оптимальная линейная скорость на периферии долота, об/мин;

$n_{проект}$ – проектная линейная скорость на периферии долота, об/мин.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В данном случае применяется совмещенный режим бурения: роторный с применением ВЗД, для улучшения скорости проходки, поэтому $n_{проект}$ применяются такими.

2.2.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов обеспечения работы забойного двигателя

ля, обеспечение производительности насосов. Результаты расчета расхода бурового раствора представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета расхода бурового раствора

Интервал, м	0-25	25-780	780-1770
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,5	0,4
K_k	1,3	1,2	1,4
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,12	0,1
V_M , м/с	0,009	0,0083	0,0055
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0206	0,019	0,008
n	3	6	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,16	1,14	1,12
ρ_n , г/см ³	2,3	2,45	2,6
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	64	33	18
Q_2 , л/с	63	46	20
Q_3 , л/с	73	35	20
Q_4 , л/с	36	67	28
Области допустимого расхода бурового раствора	36-73	33-67	18-28
Запроектированные значения расхода бурового раствора	64	64	32

где D_d – диаметр долота, м;

K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

K_k - коэффициент каверзости;

$V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;

V_M – механическая скорость бурения, м/с;

$d_{бт}$ – диаметр бурильных труб, м;

$d_{нmax}$ – максимальный внутренний диаметр насадки (промывочных отверстий), м;

n – число насадок (промывочных отверстий);

$V_{кпмин}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$V_{кпmax}$ – максимальная допустимая скорость восходящего потока, м/с;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{\text{см}}$ – плотность раствора со шламом, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²;

Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины, л/с;

Q_2 – расход раствора при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность, л/с;

Q_3 – минимальный расход бурового раствора, исходя из условия предотвращения прихвата, л/с;

Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, л/с.

2.2.6 Выбор и обоснования типа забойного двигателя

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

Для интервала бурения 25–780 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240.7/8.55 с регулируемым углом перекоса, который позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ2-172РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Параметры забойных двигателей по интервалам бурения предоставлены в приложение В.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных

двигателей представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики выбранных 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
ДГР-240.7/8.55	25-780	240	9,975	2432	30-75	62-180	26,0-39,0	114-430
ДРУ2-172РС	780-1770	172	5,0	1669	19-40	80-200	25,3	221-565

2.2.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных или легкосплавных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников, долота, двигателя, центраторов и других составных элементов. Компоновка низа бурильной колонны выбирается из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

КНБК по интервалам бурения представлены в приложение Г.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект») представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
0-25 Бурение КНБК №1	Долото	393,7					0,5		0,157	0,157			
	Переводник	225,0	100,0				0,44		0,085	0,242			
	УБТ	203,0	100,0				16,6	0,1920	3,187	3,429			
	Переводник	225,0	76,0				0,53		0,086	3,515			
	БТ	127,0	108,6	9,2	д	ЗП-162-92	6,93	0,0312	0,216	3,731	1,55	>10	3,73

Продолжение таблицы 10

Кондуктор													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
25-780 Бурение КНБК №2	Долото	295,3					0,3		0,080	0,080			
	Переводник	240,0	185,0				0,38		0,085	0,165			
	Калибратор	295,3	185,0				0,9		0,265	0,430			
	Переводник	225,0	80,0				0,54		0,106	0,536			
	Двигатель	240,0					10,28		1,660	2,196			
	Обратный клапан	240,0	55,0				1,05		0,113	2,308			
	Переводник	225,0	101,0				0,52		0,100	2,408			
	УБТ	178,0	90,0				40	0,1560	6,240	8,648			
Переводник	225,0	100,0				0,35		0,069	8,717				
БТ	127,0	108,6	9,2	р	ЗП-168-70	725,68	0,0335	24,29	33,01	2,01	>10	7,15	
Эксплуатационная													
1745-1756 Отбор керн КНБК №4	Долото	215,9					0,3		0,044	0,044			
	УБТ	178,0	100,0				36,5	0,1400	5,110	5,154			
	Переводник	171,5	89,0				0,35		0,079	5,233			
	БТ	127,0	108,6	9,2	р	ЗП-168-70	1719	0,0335	57,53	62,76	5,21	5,52	4,33
780-1770 Бурение КНБК №3	Долото	215,9					0,25		0,044	0,044			
	Двигатель	172,0					9,16		0,650	0,694			
	Обратный клапан	172,0	66,0				1,01		0,066	0,760			
	УБТ	178,0	90,0		Д		7	0,1560	1,092	1,852			
	Переводник	172,0	89,0				0,35		0,079	1,931			
	Калибратор	215,0	70,0				0,4		0,170	2,101			
	Переводник	172,0	90,0				0,4		0,079	2,180			
	УБТ	178,0	90,0				49,8	0,1560	7,769	9,949			
	Переводник	172,0	90,0				0,35		0,069	10,02			
	Яс гидрав.	172,0	76,2				3,5			10,02			
БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	1698	0,0319	54,23	64,25	3,61	3,91	2,78	

2.2.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны с учетом следующих требований:

- снижение до минимума отрицательного воздействия бурового раствора на продуктивность объектов;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую природную среду;
- наличие токсикологического паспорта на буровой раствор;
- предупреждение осложнений в процессе бурения и крепления;
- доступность и технологическая эффективность хим. реагентов;
- экономически приемлемая стоимость бурового раствора.

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

Направление, интервал 0–25 м:

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

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,17 \times 2,5 \times 10^6}{9,81 \times 25} = 1192,66 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right],$$

где $\rho_{\text{бр}}$ – плотность бурового раствора, кг/см³;

L – глубина скважины по стволу, м;

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

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

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па.

Кондуктор, интервал 25–780 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,15 \times 780 \times 0,1 \times 10^6}{9,81 \times 780} = 1172,27 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Эксплуатационная колонна, интервал 780–1770 м вычисляется по формуле (1):

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,1 \times 1770 \times 0,1 \times 10^6}{9,81 \times 1770} = 1121,3 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right].$$

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-25 м представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения под направление

Наименование материала	Назначение	Упаковка, единица измерения	Потребное количество реагентов	
			Направление	
1	2	3	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	25	45	2
Структурообразователь: Глинопопорошок ПБМВ	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	3186	4
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	48	2

Продолжение таблицы 11

1	2	3	5	6
Понизитель вязкости: ПАЦ НВ	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	22	1
Утяжелитель: Барит	Регулирование плотности	1000	465	1

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 25-780 м представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 25-780 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Требуемое количество реагентов	
			колонна эксплуатационная	
		кг	кг	уп
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25	238	10
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	16991	17
Барит	утяжелитель	25	469	19
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	170	7
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистра	340	14
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	51	3
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	190	8
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	1000	1020	1
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	340	14

Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 7800-1770 м представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимер-глинистого раствора для бурения интервала 780-1770 м

Наименование материала	Назначение	Упаковка единица измерения	Потребное количество реагентов	
			Эксплуатационная колонна	
		кг	кг	уп
Каустическая сода (NaOH)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	297	12
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	21236	850
Регулятор жесткости: Сода кальцинированная	Связывание ионов кальция и магния	25	450	18
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	425	17
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	25	234	10
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	25	1274	51
Утяжелитель	Регулирование плотности	1000	450	18
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25	170	7
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	25	170	7

Технологические показатели растворов представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Технологические показатели растворов

Бентонитовый раствор под направление	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,193
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2
Полимерглинистый раствор под кондуктор	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,175
Условная вязкость, с	40-60
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	50-90
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-40/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	<6
pH	8-9
Содержание песка, %	< 0,5

Продолжение таблицы 13

Биополимерный раствор под эксплуатационную колонну	
Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,123
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
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 рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все проектируемые колонны. Потребное количество бурового раствора под интервал 0–1770 м. представлен в приложении Г, таблица Г5.

2.2.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект». Результаты расчетов приведены в таблицах 15, 16, 17.

Таблица 15 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					количество, шт	Диаметр, мм		
Под направление									
0	25	Бурение	0,44	0,053	Периферийная	3	16	106,1	3,37
Под кондуктор									
25	780	Бурение	0,838	0,093	Периферийная	4	15	90,5	4,37
Под эксплуатационную колонну									
780	1770	Бурение	0,808	0,077	Периферийная	6	8	93,6	4,13
Отбор керна									
1745	1756	Отбор керна	0,575	0,055	Периферийная	4	8	99,8	3,34

Таблица 16– 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)				КП Д	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	25	Бурение	УНБТ-950	2	95	150	266	1	125	32	64
25	780	Бурение	УНБТ-950	2	95	150	266	1	125	32	64
780	1770	Бурение	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	98	28,22	28,22
1745	1756	Отбор керна	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	82	20,07	20,07

Таблица 17 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	25	Бурение	85,3	73,2	0	2,1	0	10
25	780	Бурение	163	53,3	44	54,3	2	10
780	1770	Бурение	183,8	61	73,8	24,8	14,7	9,5
1745	1756	Отбор керна	104,8	69,5	0	16,8	13,7	4,8

2.2.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 18.

Таблица 18 – 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
1745-1756	PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 Т	2-5	20-40	15-20

2.3 Проектирование процессов заканчивания скважи

2.3.1 Расчет обсадных колонн

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов технологической оснастки обсадных колонн. Расчеты данного раздела выполнены по методикам, приведенным в [2].

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает

наибольших значений:

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

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

Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора представлена на риунке 2.

Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	680	770	780
Наружное избыточное давление, МПа	0	3,67	4,42	4,42

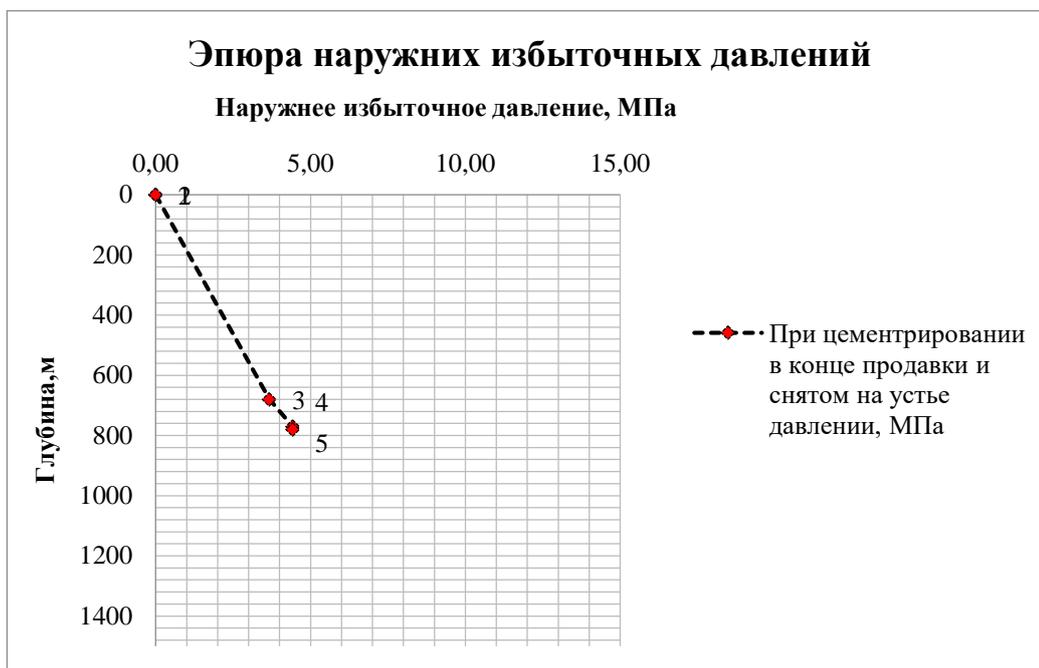


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

Эпюра наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации нефтяной скважины представлены на рисунке 3.

Наружное избыточное давления в случае эксплуатации превышает избыточное давление во время прокачки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

Результаты расчета [2] наружных избыточных давлений для этого случая представлены в таблице 20, 21.

Таблица 20 – Результаты расчета наружных избыточных давлений во время эксплуатации.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	280	1438	1770
Наружное избыточное давление, МПа	0	2,52	14,45	18,85

Таблица 21 – Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	280	1438	1760	1770
Наружное избыточное давление, МПа	0	0,27	4,82	7,35	7,35

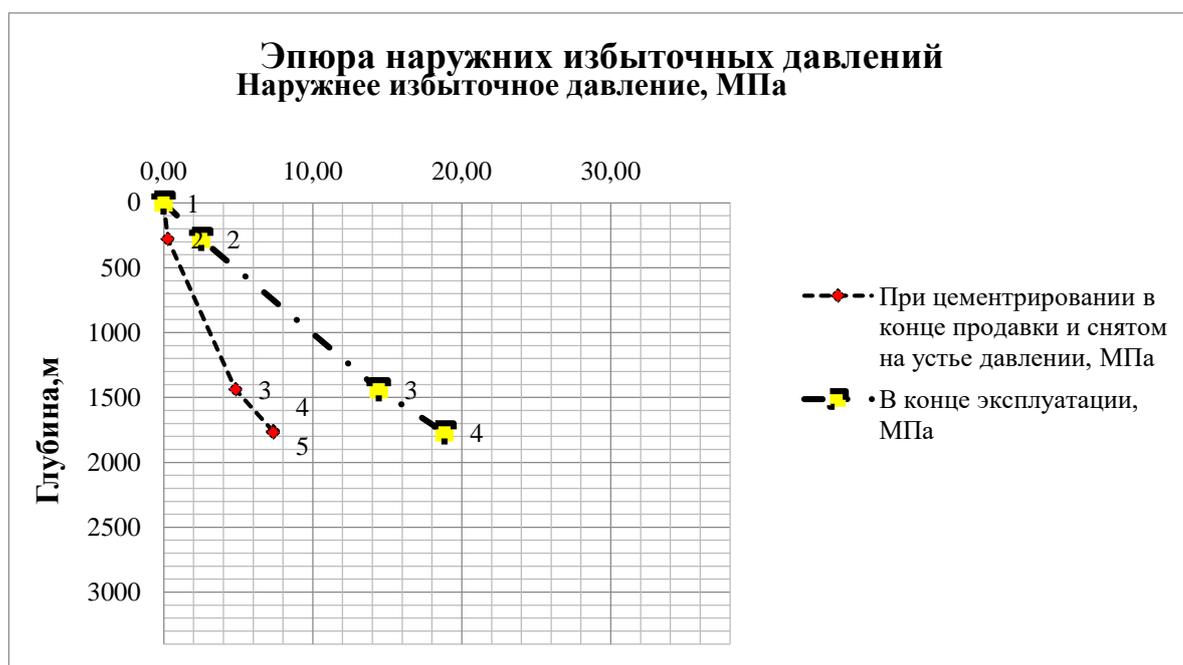


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают

максимальных давлений. Имеются два таких случая.

При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 4.

Результаты расчета [2] внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	680	770	780
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	6,93	3,26	2,51	2,51
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	9	8,43	8,13	8,14

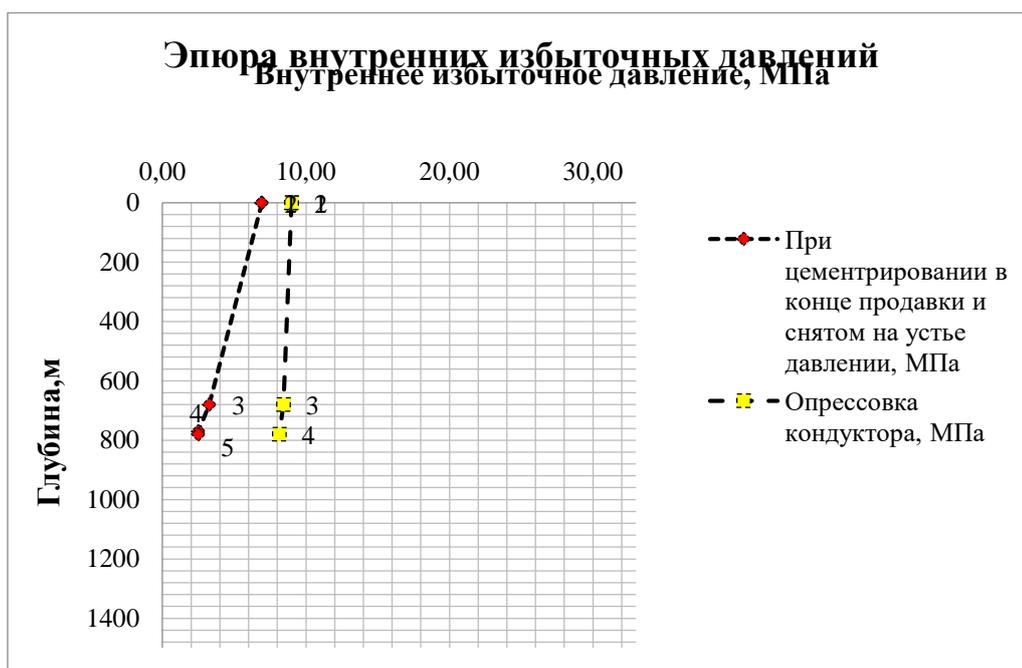


Рисунок 4 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны представлена на рисунке 5.

Результаты расчета [2] внутренних избыточных давлений для двух случаев представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	280	1438	1760	1770
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	11,65	11,37	6,83	4,3	4,3
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	19,76	19,49	18,92	–	17,78

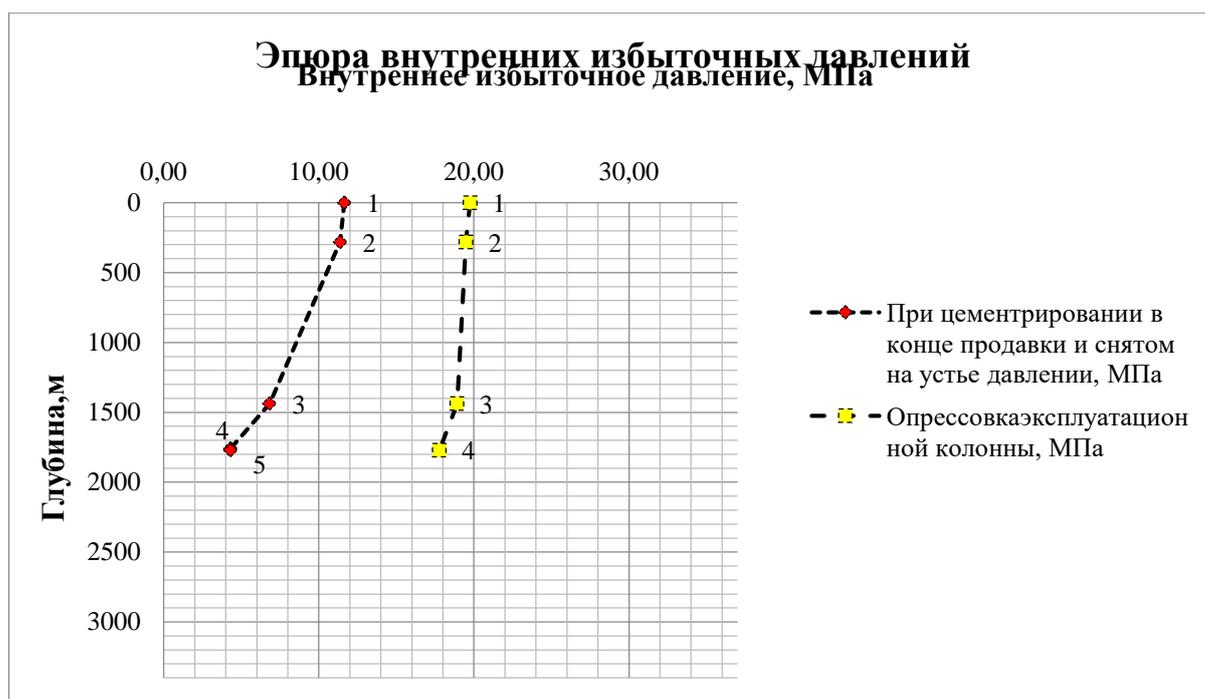


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10,0	25	85,4	2135	2135	0-25

Продолжение таблицы 24

Кондуктор								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	7,9	780	47,0	46230	36660	0-690
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	7,7	332	26,5	8798	43741,4	1438-1770
2	ОТТМ	Д	7,0	1438	24,3	34943,4		0-1438

2.3.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, диаметр условный, мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324 «Нефтемаш»	25	25	1	1
	ЦКОДУ-324 «Нефтемаш»	15	15	1	1
	ЦПЦ 324/394 «Нефтемаш»	0	25	2	2
	ЦТ 324/394 «Нефтемаш»	0	25	2	2
	ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	15	15	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245 «Нефтемаш»	780	780	1	1
	ЦКОДУ-245 «Нефтемаш»	770	770	1	1
	ЦПЦ 245/295 «Нефтемаш»	0	25	2	27
		25	780	25	
	ЦТ 245/295 «Нефтемаш»	25	780	38	38
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	770	770	1	1	
Эксплуатационная, 146	БКМ-178 «Нефтемаш»	1770	1770	1	1
	ЦКОДУ-146 «Нефтемаш»	1760	1760	1	1
	ЦПЦ 146/190 «Нефтемаш»	0	780	19	52
		780	1770	33	
	ЦТ 146/190 «Нефтемаш»	780	1770	50	50
	ПРП-Ц-В 146 «Нефтемаш»	1760	1760	1	1
ПРП-Ц-Н 146 «Нефтемаш»	1760	1760	1	1	

2.3.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

В данном разделе представлены результаты расчетов эксплуатационной колонны на внутренние и внешние избыточные давления. Расчет остальных обсадных колонн производится аналогично.

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (1)$$

$$27,09 \text{ МПа} \leq 38 \text{ МПа.}$$

Условие выполняется, следовательно, проектируется прямое одноступенчатое цементирование

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³		Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	7,6	1,52	1100	6,89	1,378	МБП-СМ	106,4
		6,08	1100		5,512	МБП-МВ	91,2
Продавочная жидкость	24,7		1000	24,7		-	24,7
Облегченный тампонажный раствор	35,22		1400	23,51		ПЦТ-III-Об(4-6)-100	49308
						НТФ	14,44
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,54		1800	8,67		ПЦТ - II - 100	15372
						НТФ	3,5

Рассчитываем давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (5)$$

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

$$P_{ца} \geq 20,5. \quad (6)$$

Ближайшее большее давление – 23 МПа при диаметре втулок 115мм.

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

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}. \quad (7)$$

Для цемента нормальной плотности:

$$m = 1.$$

Для облегченного:

$$m = 3.$$

Технологическая схема обвязки цементировочной техники приведена на рисунке 6.

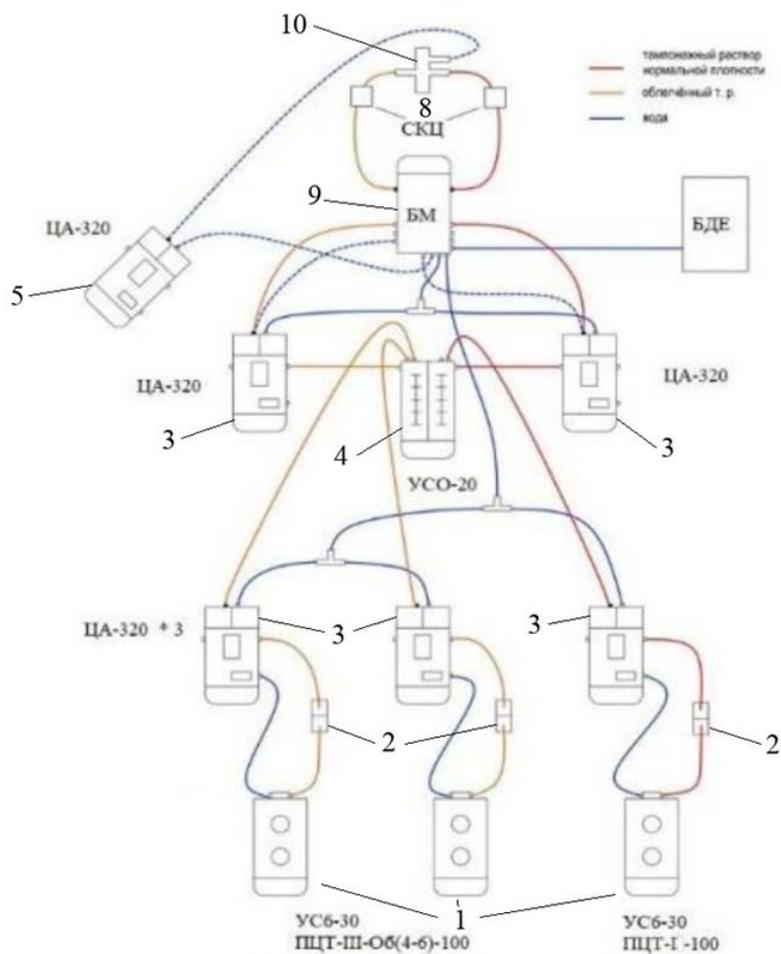


Рисунок 6 – Технологическая схема обвязки цементировочной техники:

- 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – Бачок затворения;
- 3 – цементероочный агрегат ЦА-320М; 4 – осреднительная емкость УСО-20;

5 – цементируемый агрегат ЦА-320М (резервный); 6 – подводящая водяная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция КСКЦ 01; 9 – блок манифольдов СИН-43;
10 – устье скважины

2.3.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (4)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2(0 + 24,15) = 48,3 \text{ м}^3 \quad (5)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

$V_{внэк}$ – внутренний объем ЭК, м^3 .

Результаты проектирования перфорации скважины представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Результаты проектирования перфорации скважины

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

В базовые функции пластоиспытателя входит:

1. построение профиля пластового давления и профиля подвижности пластового флюида (ГДК);
2. глубинный анализ пластового флюида;
3. отбор глубинных представительских проб (PVT-проб).

Также прибор способен передавать данные оператору в режиме реального времени. Имеется система аварийной расфиксации в нештатных ситуациях.

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах **КИИЗ-95**.

Принимаем арматуру фонтанная **АФ5-80/65x21**.

2.4 Выбор буровой установки

После подсчета веса бурильной колонны, обсадной колонны и макси-

мальный вес обсадной колонны, была выбрана буровая установка БУ 2500/ 160 ЭСК-БМ. Результаты расчетов приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Буровая установка 2500/ 160 ЭСК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	53,14	[G _{кр}]x 0,6 ≥ Q _{бк}	
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	43,74	[G _{кр}] x0,9 ≥ Q _{об}	
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	69,08	[G _{кр}] / Q _{пр} ≥ 1	1,6
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	160		

3 Роторно-управляемая система Power Drive Archer

Роторно-управляемая система *Power Drive Archer*, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением и изменением перегиба долота. Эта гибридная система совмещает высокий темп набора кривизны ствола наклонной скважины, обеспечиваемый двигателем объемного типа, с высокой скоростью проходки роторной управляемой системы.

Данная система позволяет автоматически поддерживать углы положения скважины в пространстве. Интенсивность искривления системой составляет 0,1—0,3 град./м в зависимости от диаметра скважины, который может составлять от 406,4 до 660,4 мм.

PowerDrive Archer

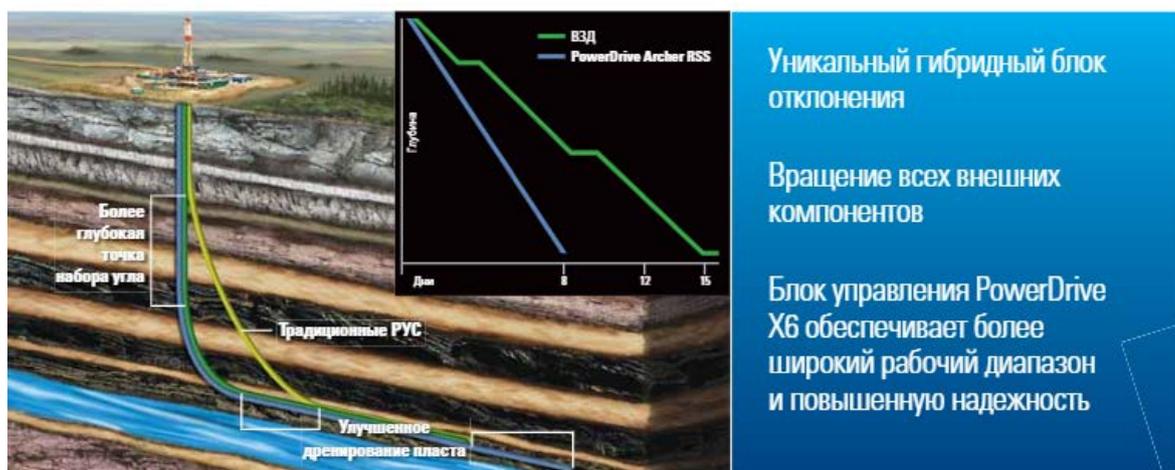


Рисунок 7 – Возможности Power Drive Archer

3.1 Принцип работы

В отличие от некоторых других роторных управляемых систем в РУС Power Drive Archer не используются выдвигаемые наружу башмаки для оказания давления на пласт. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ изнутри нажимают на цилиндрический поворотный хомут, который вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении (рисунок 1 и 2). Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенные на внешней

части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота. Такой РУС имеет более низкий риск отказа или повреждения, поскольку все подвижные детали находятся внутри, что защищает их от воздействия неблагоприятной внутрискважинной среды. Такая конструкция также способствует увеличению срока эксплуатации РУС.

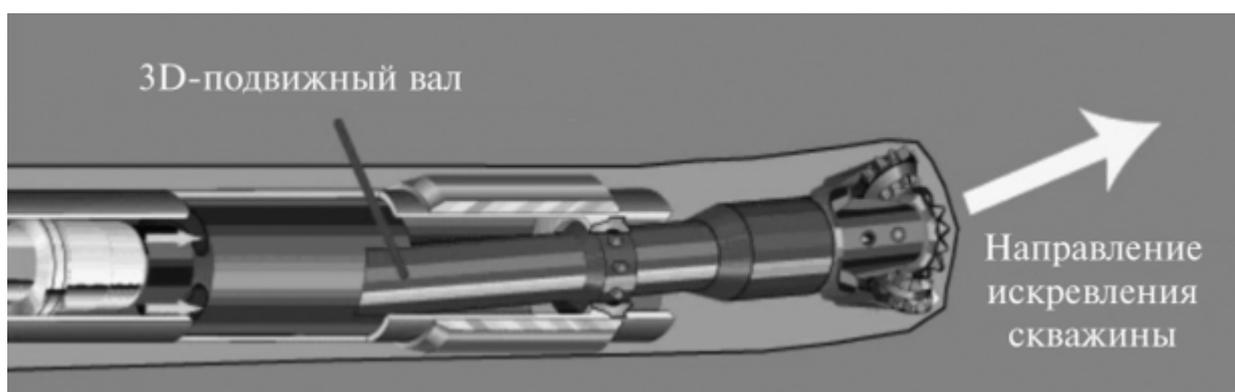


Рисунок 8 – Устройство РУС с позиционированием долота за счет отклонения вала

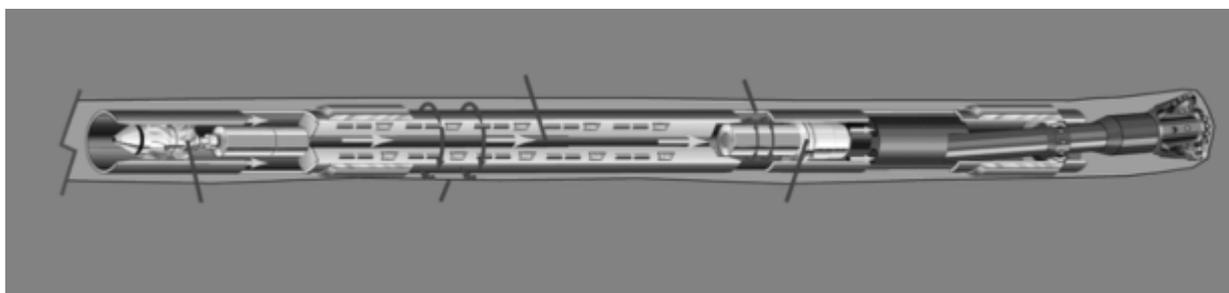


Рисунок 9 – Роторная управляемая система Power Drive Arch

Внутренний клапан, удерживаемый в геостационарном положении относительно торца бурильного инструмента, отводит небольшую часть бурового раствора на поршни. Этот буровой раствор приводит в действие поршни, которые нажимают на поворотный хомут, что обеспечивает заданную ориентацию долота и отклонение скважины.

В нейтральном режиме клапан бурового раствора непрерывно

вращается; таким образом, усилие бурового долота распределяется равномерно по стенке скважины, что позволяет РУС сохранять курс.

Наддолотные измерения таких параметров, как интенсивность гамма-излучения, угол наклона и азимут, позволяют оператору тщательно контролировать процесс бурения. Текущее значение курса и другие рабочие параметры передаются оператору через блок управления, который направляет эту информацию на поверхность путем непрерывной телеметрии по гидроимпульсному каналу связи. С поверхности специалисты по наклонному бурению направляют команды вниз на блок управления, расположенный над блоком навигации. Эти команды превращаются в колебания скорости подачи бурового раствора. Каждой команде соответствует уникальный набор таких колебаний в отдельных точках карты навигации, которая вносится в программу бурового снаряда до начала бурения.

Поскольку система *Power Drive Archer* может бурить как вертикальные, так и изогнутые и горизонтальные участки скважины, ее можно применять для создания сложных трехмерных траекторий и бурения разнообразных по кривизне интервалов без подъема инструмента.

Система PowerDrive Archer исключает потери времени на подготовительные работы СПО, так как она может срезаться с вертикали, бурить сложные траектории и горизонтальные участки и выполнять забуривание в открытом стволе — все это за один рейс без необходимости подъема КНБК из скважины. Высокая маневренность позволяет данной РУС срезаться с вертикали на большей глубине и быстро достигать пласта.

Улучшенное управление траекторией позволяет оптимально расположить ствол при любой глубине залегания пласта, пробурить скважину в наиболее продуктивном интервале а так же позволяет бурить более длинные

горизонтальные участки до проектной глубины.

3.2 Проектирование скважин с надежностью настоящей гибридной системы

Гибридная система отклонения PowerDrive Archer продемонстрировала высокую надежность в ходе полевых испытаний так как все движущиеся компоненты скрыты внутри корпуса и не контактируют с агрессивной окружающей средой. Данная гибридная система оборудована внутренними лопатками упирающимися в установленную на шаровом шарнире муфту обеспечивая необходимое направления долота. Она также обеспечивает возможность забуривания в открытом стволе, так как не требует контакта со стволом скважины.

3.2.1 Блок управления обеспечивает более широкий рабочий диапазон.

Точное управление, необходимое при бурении с высокими интенсивностями, обеспечивается системой построенной на базе проверенной и надежной конструкции, применяемой в РУС. Благодаря совершенно новой конструкции блока управления появилась возможность бурения с буровым раствором повышенной плотности и при более широком диапазоне расхода.

РУС PowerDrive Archer также поддерживает режим автоматического удержания зенитного угла, гарантирующий высокую точность при любой скорости бурения.

3.3 Оптимальный выбор долота.

Эксплуатационные характеристики РУС PowerDrive Archer оптимальны,

если буровое долото соответствует заданным параметрам управляемости, долговечности и производительности. Платформа проектирования долота IDEAS* оптимизирует выбор долота и обеспечивает улучшение эксплуатационных характеристик для конкретных условий работы. Чтобы получить наилучшие результаты на конкретном месторождении, долото проектируется так, чтобы повысить управляемость, скорость проходки и долговечности.

Технические характеристики РУС PowerDrive Archer	
Номинальный внешний диаметр (API), дюймов (мм)	6,75 [171,45]
Диаметр ствола скважины, дюймов (мм)	от 8,5 до 8,75 [от 215,90 до 222,25]
Общая длина, футы (м)	16.44 [5.01]
Максимальная интенсивность набора кривизны (тепло трубы), °/футы [°/м]	15/100 [15/30]
Максимальный рабочий крутящий момент, фут-фунт [Н.м]	16,000 [21,693]
Максимальная рабочая нагрузка, фунтов массы (кг)	400,000 [181,437]
Максимальная нагрузка на долото, фунт-сила [Н]	60,000 [266,893]
Максимальный объем кольматанта, фунтов массы/барр. (кг/119 л)	50 [22,68] ореховая скорлупа
Диапазон расхода, амер. галлон/мин [л/мин.]	от 250 до 650 [от 946 до 2 461]
Плотность бурового раствора, фунтов массы/амер. галлон (кг/л)	от 8,3 до 18 [от 1 до 2,16]
Максимальная частота вращения, об./мин.	350
Неравномерное вращение (Stick/Slip)	±100 % среднее об./мин.
Максимальная температура, град. F [град. C]	300 [150]
Максимальное гидростатическое давление, фунт/кв. дюйм (кПа)	20,000 [137,895]
Перепад давления на РУС	(фунтов массы/амер. галлон × амер. галлон/мин. ²)/56 000 [(кг/л × л/мин. ²)/25 400]
Рекомендуемый перепад давления на долоте, фунты/кв. дюйм (кПа)	от 600 до 750 [от 4 137 до 5 171]
Максимальное содержание песка	1 % по объему
Замковые соединения	
Нижнее соединение к долоту	4 1/2 Reg [3-117]
Верхнее соединение	4 1/2 IF [3-133]
Модуль управления	
Внешний диаметр калибратора, дюймы (мм)	от 8 3/8 до 8 5/8 [от 212,725 до 219,075]
Размеры ограничительного кольца, °	0,6, 0,8, 0,9, 1,0
Датчики	
Точность измерения зенитного угла	±0,11 °
Точность измерения азимута	±2 °
Точность измерения гаммы излучения	±5 %
Порог детектора шок, радиальный	50 д _н ±5 g _н

Рисунок 10 – Характеристики PowerDrive Archer

Вывод

PowerDrive Archer позволяет бурить профили скважин, которые ранее были возможны только с использованием ВЗД, при этом обеспечивая механическую скорость проходки и качество ствола скважины. Возможность срезаться с вертикали на большей глубине, начало набора угла при любом зенитном угле. Улучшенное качество ствола скважины снижает риски при бурении и облегчает заканчивание скважины

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины. Исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Исходные данные

Наименование скважины	
Проектная глубина, м:	1770
Способ бурения:	
- под направление	роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонну	с применением ГЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 323,9 мм на глубину 25 м
- кондуктор	d 244,5 мм на глубину 780 м
- эксплуатационная	d 146,1 мм на глубину 1770 м
Буровая установка	БУ-2500/ 160 ЭСК-БМ.
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950–2 шт.
производительность, л/с:	
- в интервале 0-25 м	64
- в интервале 25-780 м	64
- в интервале 780-1770 м	28,22
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178 мм 96,8 м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 25-780 м	ДГР-240.7/8
- в интервале 780-1770 м	ДГР1-172,7
- при отборе керна	PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ
Бурильные трубы: длина свечей, м	24

4.1.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

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

Таблица 30 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении

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	25	25	0,037	510
2	25	780	755	0,042	1350
3	780	1770	990	0,064	1100

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [1].

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:

$$N = 25 \cdot 0,037 = 0,92 \text{ ч.}$$

Аналогично 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
25	0,037	0,92
755	0,042	31,71
990	0,064	63,36
Итого		95,99

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:

$$n = 25 / 510 = 0,043$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты

расчета сводятся в таблицу 32.

Таблица 32 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	Нормативное количество долот, шт
25	510	0,05
780	1350	0,57
1770	1100	1,61
Итого на скважину		2,23

4.1.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

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

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

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{СПО}, \quad (8)$$

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

П – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в

таблице 33.

Таблица 33 – расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото,	Номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	Норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-25	393,7	510	11	24	0-25	0,0121	0,30
II	25-780	295,3	1350	12	32	25-100	0,0122	0,91
						100-200	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,46
						500-600	0,0155	1,55
						600-700	0,0158	1,58
700-780	0,0159	1,27						
ИТОГО								9,86
III	780-1770	215,9	1100	12	32	780-900	0,0160	1,92
						900-1000	0,0166	1,66
						1000-1100	0,0177	1,77
						1100-1200	0,0188	1,88
						1200-1300	0,0190	1,90
						1300-1400	0,0193	1,93
						1400-1500	0,0199	1,99
						1500-1600	0,0210	2,10
						1600-1700	0,0230	2,30
1700-1770	0,0233	1,63						
Итого								19,08

4.1.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

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

- направление: $3 \cdot 1 = 3$ мин;
- кондуктор: $21 \cdot 1 = 21$ мин;
- эксплуатационная колонна: $35 \cdot 1 = 35$ мин.

4.1.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления – 4 ч, кондуктора – 10 ч, эксплуатационной колонны – 22 ч.

4.1.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

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

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

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

Отворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

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

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

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 25 - 5 = 20 \text{ м};$$

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

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м.}$$

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

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

Для направления:

$$L_T = 20 - 15 = 5 \text{ м.}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

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

где l_c – длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 1 \cdot 2 + 5 = 7 \text{ мин.}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 780 - 10 = 770 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 770 - 25 = 745 \text{ м};$$

$$N = 745 / 24 = 31,04 \approx 31 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 32 \cdot 2 + 5 = 69 \text{ мин.}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 1770 - 10 = 1760 \text{ м};$$

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м};$$

$$L_T = 1760 - 25 = 1735 \text{ м};$$

$$N = 1735/24 = 72,29 \approx 73 \text{ шт};$$

$$T_{\text{конд.}} = 73 \cdot 2 + 5 = 151 \text{ мин.}$$

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

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

$$\Sigma = 9 + 69 + 151 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 379 \text{ мин} = 6,32 \text{ ч.}$$

4.1.6 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» [2]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

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

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

4.1.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10]. 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 165,88 часов или 6,91 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$165,88 \times 0,066 = 10,94 \text{ ч.}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет

$$\Sigma = 165,88 + 10,94 + 25 = 201,82 \text{ ч} = 8,40 \text{ суток.}$$

4.2 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает двадцать восемь дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем двадцать восемь дней выходных. Доставка вахт на место рождения осуществляется авиа- и автотранспортом.

Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала, приведенного в таблице 34.

Таблица 34– Количество работников вахт и обслуживающего персонала

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

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

Условные обозначения к таблице 35:

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

Таблица 35 - Линейно-календарный график работ

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

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

лечения скважины

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

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (12)$$

где T_n – проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент

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

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

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

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в таблицах 1 и 2.

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

Таблица 36 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	2,55	2,78	0,11
кондуктор	45,64	49,74	2,07
эксплуатационная колонна	202,2	220,39	9,18
Крепление:			
направление	3,56	3,92	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,73
эксплуатационная колонна	32,4	35,32	1,47
Итого	302,35	329,55	13,7

4.3.2 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

$$V_P = H/(T_M + T_{сно}), \quad (15)$$

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

в) коммерческая скорость V_k , м/ч

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

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

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

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{cm} - П_n) / H, \quad (18)$$

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

$П_n$ – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 37.

Таблица 37 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	1770
Продолжительность бурения, сут.	3,99
Механическая скорость, м/ч	17,49
Рейсовая скорость, м/ч	12,71
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	7763
Проходка на долото, м	1406
Стоимость одного метра, руб	55638

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [4], в части II – на строительные и монтажные работы [5], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [6]

Прямые затраты (ПЗ) зависят от: Объемов работ, необходимых ресурсов, сметных норм, цен на ресурсы.

Вычитается по формуле: $ПЗ = М + ЗПС + ЭМ$,

где М - стоимость строительных материалов, деталей и конструкций, рубль;

ЗПС – затраты на основную заработную плату рабочих, рубль;

ЭМ – стоимость эксплуатации машин и механизмов, рубль.

5 Социальная ответственность

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению, к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 – ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» [1] относится к опасным производственным объектом.

Производство работ повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьей 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее – ТК РФ) [2]. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регулируется статьей 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, регламентируются главой 50 ТК РФ. Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе в соответствии со статьей 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 «О специальной оценке условий труда» [3].

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

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижения влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места для буровика, должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

При организации рабочего места учитываются следующие условия:

- буровой станок должен быть установлен на спланированной площадке, на безопасном расстоянии от верхней бровки уступа;
- при бурении перфораторами и электросверлами ширина рабочей бермы должна быть не менее 4 метров;

- шнеки у станков вращательного бурения с немеханизированной сборкой-разборкой бурового става и очисткой устья скважины должны иметь ограждения;
- выступающие концы проволок должны быть обрезаны. При наличии в подъемном канате более 10% порванных проволок на длине шага свивки его следует заменить;
- бурение скважин следует производить в соответствии с инструкциями, разработанными организациями на основании типовых для каждого способа бурения.

Каждая скважина, диаметр устья которой более 250 мм, после окончания бурения должна быть перекрыта. Участки пробуренных скважин должны быть ограждены предупредительными знаками. Порядок ограждения зоны пробуренных скважин и их перекрытия утверждается техническим руководством организации.

5.2 Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины глубиной 2900 метров, которое расположено в Томской области. При сооружении проектной скважины при неправильной организации труда, несоблюдении технологии проводки скважины возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 38.

Таблица 38 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [4])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработ-ка	Изготов-ление	Эксплуа-тация	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	–	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004 [5]
2. Недостаток освещения	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [6] СНиП 23-05-95[7]
3. Движущиеся части и механизмы	–	+	+	ГОСТ 12.2.003-74 [7] ГОСТ 12.4.026-2001[8]
4. Работа на высоте	–	+	+	ПОТ Р М-012-2000 [9]
5. Неблагоприятные климатические условия	–	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [10] ТК РФ Статья 109[3].

5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов

5.2.1.1 Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 39.

Таблица 39 – Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
При безветренной погоде	минус 40
Не более 5,0	минус 35
5,1-10,0	минус 25
10,0-15,0	минус 15
15,1-20,0	минус 5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой являются: электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор.

При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ. Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 [11], эквивалентный уровень звука составляет 80 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

5.2.1.3 Отсутствие или недостаток естественного света.

Источник естественного (дневного) освещения - солнечная радиация, т. е. поток лучистой энергии солнца, доходящей до земной поверхности в виде прямого и рассеянного света.

Естественное освещение является наиболее гигиеничным и предусматривается, как правило, для помещений, в которых постоянно пребывают люди. Если по условиям зрительной работы оно оказывается недостаточным, то используют совмещенное освещение.

5.2.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[12].

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, лк
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 метра, под углом 45-50. Над лебедкой на высоте 4 метра под углом 25-30 .	100
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки на высоте не менее 2,5 метров от пола, полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6 метров.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 метров.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 метров.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 метров.	75
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 метров.	100

5.2.1.5 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Опасность поражения человека электрическим током оценивается величиной тока I (А), проходящего через его тело, или напряжением прикосновения

U (В). Это означает, что опасность поражения током зависит от схемы включения человека в цепь, напряжения сети, режима нейтрали, степени изоляции токоведущих частей от земли, емкости линии и т. д.

5.2.1.6 Критические значения тока.

Существуют критические значения сетевого переменного тока, воздействующего на организм:

- 0,6-1,5 мА – ток начала ощущения (в точках прикосновения);
- 10-20 мА – порог неотпускающего тока, т.е. тока, вызывающего судорожное сокращение мышц, человек в этом случае не может сам освободиться от действия тока, например, разжать пальцы;
- 100 мА – ток фибрилляции сердца, т.е. явления беспорядочного сокращения волокон сердечной мышцы, вызывающего остановку сердца.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 [13] при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [9].

5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия

5.3.1.1 Электробезопасность

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ.

Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ Р 50462

[14]. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ [15].

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Также, в помещении отсутствует токопроводящая пыль и располагается небольшое количество токопроводящих предметов. Для всех электроустановок используется искусственное заземление, которое необходимо проверять каждые три месяца.

5.3.1.2 Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В обязанности ответственного за обеспечение пожарной безопасности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;

- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин.
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер и номер телефона ближайшей пожарной части.

Порядковые номера пожарных щитов и шкафов указывают после следующих буквенных индексов: «ПЩ», «ПК».

Пожарный инвентарь необходимо размещать на видных местах, иметь свободный доступ к ним и не препятствовать эвакуации во время пожара.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;
- установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования.

5.4.2 Мероприятия по защите атмосферы

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;
- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 [16] для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

5.4.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

Одной из наиболее сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения является проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), бурового шлама (БШ) и буровых сточных вод (БСВ) и нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее доступным направлением утилизации ОБР является их повторное использование для бурения новых скважин. Этот подход оправдан не только с экологической, но и экономической точки зрения.

Наиболее прогрессивным направлением утилизации ОБР является их использование в качестве исходного сырья для получения изделий грубой строительной керамики [17].

Несмотря на очевидные преимущества утилизации отходов бурения, самым доступным является их ликвидация путем захоронения. Захоронение отходов бурения в специально отведенных местах предусматривает использование для этих целей шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся после разработки карьеров.

Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Заслуживает внимания способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама является гидрофобизация поверхности.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод.

Эффективным и практически доступным методом частичного обезвреживания БШ может стать отмывка его от загрязняющей органики.

Можно сделать вывод, что метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами не только с экологической, но и с технико-экономической точки зрения.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- по происхождению (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);
- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения [18].

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Алгоритм действий при чрезвычайных ситуациях (ЧС):

В зоне расположения проектируемого объекта и места производства лабораторных камеральных работ (Томской области), наиболее вероятные ЧС техногенного характера, связанные с пожароопасностью.

В случае возникновения пожара на буровой установке при выполнении полевых работ необходимо принять следующие меры:

- остановить работу буровой установки и по возможности обесточить ее;
- немедленно сообщить о возгорании по телефону «01» в пожарную охрану, и ответственному руководителю;
- оценить возможное распространение пожара, создающее угрозу для людей, и пути возможной эвакуации;

– приступить к ликвидации очага при помощи первичных средств пожаротушения, таких, как огнетушители, песок, кошма (плотное покрывало) и др.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 1770. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

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

С учетом рентабельного и эффективного строительства скважины одноколонной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность и усталость компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото, так как обладает высокой механической скоростью в интервале четвертичных отложений с большим коэффициентом кавернозности. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота, зарекомендовавшие себя как высокоэффективные долота, сокращающие стоимость метра бурения. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ разного типоразмера для каждого интервала. С целью экономии средств было принято решение более быстрого сооружения скважины, а именно бурении интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну с использованием винтовых забойных двигателей ДГР-240.7/8.55 и ДРУ2-172РС, что позволило сократить усталостные нагрузки на бурильную колонну.

Немаловажная часть является разработка программы промывки, позволившая подобрать оптимальные режимы работы и количество буровых насосов, типы, компонентный состав, параметры бурового раствора, насадки на долота и свести к минимуму гидравлические потери. Необходимо учитывать возможные

осложнения при бурении интервалов, для этого были спроектированы определенные типы буровых растворов под каждый интервал. Под направление бентонитовый раствор для разбуривания четвертичных отложения. Под кондуктор был спроектирован полимер-глинистый раствор обеспечивающий все необходимые требования, а именно: поддержание стенок скважины, контроль водоотдачи, смазывающая способность, вынос шлама, контроль толщины фильтрационной корки, создание репрессии на пласт и т.д. 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 при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 Т с приемом керна диаметром 101,6 мм и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

При проектировании обсадных колонн обеспечивалась необходимая прочность на смятие или на критическое давление. За счет разделения обсадных колонн на две секции и уменьшения в одной из них толщины стенки была достигнута экономическая эффективность без потери требуемых характеристик. Группа прочности Д, а в силу требуемой герметичности выбираются трубы типа ОТТМ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементировании эксплуатационной колонны устанавливаются цетраторы-турбулизаторы обеспечивающие лучшее попадание раствора в поры породы, а также был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот. Для приготовления цемента нормальной плотности необходима всего одна цементосмесительная машина, а для облегченного цемента нормальной плотности –

три.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации, прибора ORION 73КЛ. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на кабеле КИИЗ-95, зарекомендовавший себя как эффективное и качественное оборудование в своей ценовой категории.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование:

ОКО1-21-146x245 К1 ХЛ, ОП5–280/80x21, АФ5–80/65x21.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 2500/160 ЭСК-БМ, соответствующая допустимой максимальной грузоподъёмности.

Более подробно рассмотрено применение PowerDrive Archer позволяющее бурить профили скважин, которые ранее были возможны только с использованием ВЗД, при этом обеспечивая механическую скорость проходки и качество ствола скважины. Появляется возможность срезаться с вертикали на большей глубине, начало набора угла – при любом зенитном угле. Улучшенное качество ствола скважины снижает риски при бурении и облегчает заканчивание скважины.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико–экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список использованных источников

1. Байков Н.М. Опыт внедрения новых технологий для бурения нефтяных скважин –2011 –С. 130-133
2. Симонянц С.Л. Вестник Ассоциации буровых подрядчиков –2011 – С. 7–9
3. Бесон А.Л. Новый взгляд на режущие инструменты бурового долота– 2002 –С. 28
4. Журнал Baker Hughes (том 1, номер 1, 2010г.)
5. Кершенбаум В.Я., Торгашов А.В. Буровой породоразрушающий инструмент. –2003 –С. 25–38
6. Libed.ru: [сайт]. URL: <http://libed.ru/knigi-nauka/352751-13-ministerstvo-obrazovaniya-nauki-rossiyskoy-federacii-nacionalniy-issledovatel'skiy-tomskiy-politehnicheskii-univ.php>
7. Studwood.ru: [сайт]. URL: https://studwood.ru/1288797/geografiya/gibridnaya_sistema_burovyh_dolot
8. Medlec.org: [сайт]. URL: <https://medlec.org/lek2-101205.html>
9. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>
10. Мастрюков, Борис Степанович. Безопасность в чрезвычайных ситуациях в природно-техногенной сфере. Прогнозирование последствий: учебное пособие / Б. С. Мастрюков. — Москва: Академия, 2011. — 368 с.: ил. — Высшее профессиональное образование. Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с.364-365.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C228081>

11. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. – 284 с.

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

12. СанПиН 2.2.4.548-96 – Санитарные правила и нормы Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

13. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы».

14. ГОСТ 12. 1.004 – 91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования».

15. ГОСТ 12.1.004-91 Пожарная безопасность. Общие требования.

16. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности.

17. ГОСТ 12.0.003.-74. Опасные и вредные производственные факторы.

18. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины/ А.В. Ковалев. – Томск: 2018. – 16 с.

19. Жулина, С.А. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»/ С.А. Жулина [и др.] – М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – 288 с.

20. Епихин, А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин/ А.В. Епихин [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. – 75 с.

21. Ковалев, А.В. Расчет и обоснование параметров цементирования скважин/ А.В. Ковалев. – Томск: 2017, – 13с.

22. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] URL:

<https://docplan.ru/Index2/1/4293743/4293743268.htm>.

23. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые.

24. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин.

25. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2018 г. № КЦ/2018–12ти «Обиндексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2018 года».

Приложение А

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, градус		Коэффициент кавернозности в интервале (линейный)	
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут		
1	2	3	4	5	6	7	
0	15	Квартер	Q	Углы падения на крылья 5-6 ⁰		0	
15	138	Плиоцен	N ₂	–	–	1,3	
138	233	Аптский	K ₁ ^{ap}	–	–	1,3	
		Барремский	K ₁ ^{br}	–	–	1,3	
233	436	Юрские J2-J3	J ₂ -J ₃	–	–	1,3	
436	613	Гжельский	C ₃ ^g	–	–	1,2	
613	741	Московский	Мячковский горизонт	C ₂ ^{mc}	–	–	1,2
741	876		Подольский горизонт	C ₂ ^{pd}	–	–	1,2
876	988		Каширский горизонт	C ₂ ^{ks}	–	–	1,2
988	1142		Верейский горизонт	C ₂ ^{vr}	–	–	1,2
1142	1208	Башкирский	Мелекесский горизонт	C ₂ ^{mk}	–	–	1,2
1208	1478	Серпуховский		C ₁ ^s	–	–	1,2
1478	1505	Визейский	Тульский горизонт	C ₁ ^{tl}	–	–	1,3
1505	1526		Бобриковский горизонт	C ₁ ^{bb}	–	–	1,3
1526	1555	Турнейский	Упинский горизонт	C ₁ ^{up}	–	–	1,1
1555	1560		Малевский горизонт	C ₁ ^{ml}	–	–	1,1
1560	1600	Фаменский	Данковский горизонт	D ₃ ^{dn}	–	–	1,1
1600	1669		Лебедянский горизонт	D ₃ ^{lb}	–	–	1,1
1669	1744		Елецкий горизонт	D ₃ ^{el}	–	–	1,1
1744	1760	Живетский	Ардатовский горизонт	D ₂ ^{ar}	–	–	1,1
1760	1789		Воробьёвский горизонт	D ₂ ^{vb}	–	–	1,1

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	15	Суглинки	100	желтовато-бурые, песчанистые
N ₂	15	138	Глины	60	серые
–	–	–	Пески	30	кварцевые, разномзернистые
–	–	–	Песчаники	10	кварцевые, мелкозернистые
K ₁ ^{ap}	138	233	Глины	70	темно-серые
–	–	–	Пески	30	кварцевые, глауконитовые, местами глинистые
J ₂ -J ₃	233	436	Глины	70	тёмно-серые, слюдистые
–	–	–	Песчаники	30	кварцевые, мелкозернистые
C ₃ ^g	436	613	Известняки	100	белые, мелко- и среднекристаллические, крепкие, доломитизированные, кавернозные и трещиноватые.
C ₂ ^{mc}	613	741	Известняки	70	светло-серые, мелкокристаллические, трещиноватые
–	–	–	Доломиты	30	мелкокристаллические, трещиноватые
C ₂ ^{pd}	741	876	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремнелые, трещиноватые
C ₂ ^{ks}	876	988	Известняки	100	серые, мелкокристаллические, местами окремнелые, трещиноватые
C ₂ ^{vr}	988	1142	Глины	80	зеленовато-серые, глинистые
–	–	–	Известняки	10	светло-серые, плотные, глинистые
–	–	–	Песчаники	10	кварцевые, глауконитовые
C ₂ ^{mk}	1142	1208	Глины	100	серые, слюдистые, песчанистые, в нижней части известковистые
C ₁ ^s	1208	1478	Известняки	100	светло-серые, участками окремнелые, в кровле кавернозные и закарстованные

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
C ₁ ^{tl}	1478	1505	Глины	90	темно-серые, жирные
			Известняки	10	мелкокристаллические, плотные
C ₁ ^{bb}	1505	1526	Песчаники	60	серые, мелкозернистые, кварцевые
			Глины	40	плотные
C ₁ ^{up}	1526	1555	Известняки	70	буровато-серые, мелкокристаллические, прослоями доломитизированные
–	–	–	Доломиты	20	мелкокристаллические
–	–	–	Глины	10	плотные
C ₁ ^{ml}	1555	1560	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D ₃ ^{dn}	1560	1600	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D ₃ ^{lb}	1600	1669	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D ₃ ^{el}	1669	1744	Известняки	100	мелкокристаллические, прослоями доломитизированные, в нижней части разреза трещиноватые
D ₂ ^{ar}	1744	1760	Аргиллиты	60	серые, известковистые
–	–	–	Известняки	15	мелкокристаллические
–	–	–	Песчаники	25	серые, мелко- и среднезернистые
D ₂ ^{vb}	1760	1789	Аргиллиты	60	серые, плотные
–	–	–	Известняки	10	мелкокристаллические
–	–	–	Песчаники	30	разнозернистые

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, 10 ³ кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по про- мысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	15	Суглинки	2230	-	-	-	10	0,5-1	1,5	25-45	2	3	мягкая	-	-
N2	15	138	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	24-45	2	2	мягкая	0,4	0,1
-	-	-	Пески	2000	20	250- 750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
-	-	-	Песчаники	2150	10-20	250- 750	10-15	5	0,5-1	1,5	125	2	2,5	мягкая	0,3	0,15
K1ар	138	233	Глины	2300	-	90	90	10	0,5-1	4	24-45	2	2	мягкая	0,4	0,1
-	-	-	Пески	2000	20	250- 750	10	5	0,5-1	1,5	55	1	5	мягкая	0,3	0,15
J2-J3	233	436	Глины	2300	-	-	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	мягкая	0,4	0,1
-	-	-	Песчаники	2150	10-20	250- 750	10-15	5	0,5-1	1,5	78- 100	2	5	мягкая	0,3	0,15
C3g	436	613	Известняки	2600	6-8	5-25	2-5	85-95	1-3	1,5	250	1	3,5	средняя	0,18	0,2
C2мс	613	741	Известняки	2600	2-6	0,1- 50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
–	–	–	Доломиты	2600	3-5	0,5-10	–	80-90	5-30	2	250-300	1	3,5	средняя	0,18	0,5
C2pd	741	876	Известняки	2600	2-6	0,1-50	0-5	95	1-3	2	130	1	2,5	средняя	0,21	0,2
C2ks	876	988	Известняки	2600	2-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
C2vr	988	1142	Глины	2500	–	–	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
–	–	–	Известняки	2600	5-8	10-25	2-7	88-90	1-3	1,5-2	200	1	3	средняя	0,22	0,2
–	–	–	Песчаники	2600	10-20	250-750	10-15	5	0,5-1	1,5	78-100	2	8	средняя	0,3	0,15
C2mk	1142	1208	Глины	2500	–	–	75	10	0,5-1	4	25-45	2	3-4	средняя	0,4	0,1
C1s	1208	1478	Известняки	2550	3-5	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
C1tl	1478	1505	Известняки	2550	6-8	9	7-11	4	1,5-3	1,2-2,5	230	1	3	твердая	0,21	0,2
–	–	–	Аргиллиты	2500	–	–	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1bb	1505	1526	Песчаники	2600	10-29	100	8-10	5-10	1-3	1,5	56-100	3	8	твердая	0,31	0,15
–	–	–	Аргиллиты	2500	–	–	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1
C1up	1526	1555	Известняки	2600	5-8	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
–	–	–	Доломиты	2600	3-12	1-30	–	–	–	–	–	–	–	твердая		
–	–	–	Аргиллиты	2500	–	–	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,4	0,1

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C1ml	1555	1560	Известняки	2600	4	10-50	8-10	80-90	1,5-2,5	1,5	220	1	3	твердая	0,24	0,2
D3dn	1560	1600	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3lb	1600	1669	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D3el	1669	1744	Известняки	2600	0-5	10-50	0-5	80-90	1,5-2,5	2-3	175	1	3	твердая	0,21	0,2
D2ar	1744	1760	Аргиллиты	2600	–	–	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	средняя	0,43	0,1
–	–	–	Известняки	2600	1-7	10-50	5	80-90	1,5-3	2	250	1	3	твердая	0,22	0,2
–	–	–	Песчаники	2600	10-25	324	10-22	3,15	1,5-2,5	1,5	150	2	8	средняя	0,38	0,15
D2vb	1760	1789	Аргиллиты	2600	–	–	90	5-10	1,5-2,5	1,5	125	3	6	твердая	0,43	0,1
–	–	–	Известняки	2600	1-3	10-50	6	80-90	2,5-3	2	215	2	3	твердая	0,22	0,2
–	–	–	Песчаники	2600	10-25	1734	22	0,39	2,5-3	1,5	143-213	2	8	твердая	0,38	0,15

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического о подразделения	Интервал, м		Эквивалент градиента давления						Температура
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		
			10 ⁻² МПа/м		10 ⁻² МПа/м		10 ⁻² МПа/м		
			от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q	0	15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	-
N ₂	15	138	1,0	1,0	1,0	1,0	1,94	1,94	7
K ₁ ^{ap}	138	233	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	11,2
J ₂ -J ₃	233	436	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	17,2
C ₃ ^g	436	613	1,0	1,0	1,0	1,0	1,74	1,74	23,3
C ₂ ^{mc}	613	741	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	27,3
C ₂ ^{pd}	741	876	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	34,5
C ₂ ^{ks}	876	988	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	
C ₂ ^{vr}	988	1142	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	39
C ₂ ^{mk}	1142	1208	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	39,3
C ₁ ^s	1208	1478	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	41,9
C ₁ ^{tl}	1478	1505	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	49,3
C ₁ ^{bb}	1505	1526	1,06	1,06	1,10	1,10	2,18	2,18	49,9
C ₁ ^{up}	1526	1555	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	50,7

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
C_1^{ml}	1555	1560	1,0	1,0	1,0	1,0	2,18	2,18	51,1
D_3^{dn}	1560	1600	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_3^{lb}	1600	1669	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_3^{el}	1669	1744	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	56,3
D_2^{ar}	1744	1760	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	58,3
D_2^{vb}	1760	1789	1,0	1,0	1,0	1,0	2,26	2,26	59

Таблица В.1 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
C_3^g	438	460	Поглощение	Интенсивность – до полного, потеря циркуляции –да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
C_3^g	550	600		
C_2^{mc}	680	730		
C_1^s	1450	1460		
D_3^{el}	1670	1690		Интенсивность – частичное, потеря циркуляции –да. Возникает при превышении гидростатического и гидродинамического давлений промывочной жидкости над пластовым.
K_z-M_z	0	436	Осыпи и обвалы	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости пород, возникающие при повышенной водоотдаче.
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^{tl-bb}	1478	1526		
D_2^{ar-vb}	1744	1789		
$N_2+J_2+J_3$	15	436	Водопроявление	Перелив воды и увеличение водоотдачи. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
C_3^g	540	590		
C_2^{mc}	680	730		
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^s	1208	1478		
C_1^{tl-bb}	1478	1516		
$C_1^{up-D_3}$	1526	1744		
C_1^{bb}	1513	1516	Газопроявление	Газовый фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
D_2^{ar}	1750	1751		
D_2^{ar}	1751	1756	Нефтепроявление	Нефтяной фонтан. Возникает при нарушении технологических параметров, приводящее к снижению противодавления на пласт ниже пластового давления.
K_z-M_z	0	436	Прихватоопасность	Заклинивание, прихваты от обвалов и осыпей. Возникает при снижении давления на забое, отклонении параметров промывочной жидкости от рекомендованных, длительных остановках без движения инструмента.
C_2^{vr}	988	1142		
C_1^{tl-bb}	1478	1526		
D_2^{ar-vb}	1744	1789		

Приложение Б

Таблица Б.1 – Параметры забойных двигателей по интервалам бурения

Интервал		0-25	25-780	780-1770
Исходные данные				
Диаметр долота	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		80	80	120
Q, Н*М/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		–	236,2	172,7
M _р , Н*М		–	3099,5	3395,5
M _о , Н*М		–	147,5	107,5
M _{уд} , Н*М/кН		–	36,9	27,4

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–25 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–25 м)							
1	Ш 393,7 НьюТек Сервисез	0,50	393,7	—	3-152	Ниппель	0,163
2	Переводник М152хМ152	0,44	225	100	3-152	Муфта	0,037
					3-152	Муфта	
3	УБТ-203х100 Д	16,6	203	100	3-152	Ниппель	1404
					3-152	Муфта	
					3-171	Муфта	
					3-152	Муфта	
4	Переводник М133хН152	0,529	225	76	3-152	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
5	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1729,62
					3-133	Муфта	
6	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
7	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
8	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (25–780 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (25–780 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Долото PDC БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,3	295,3	—	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник M152xM152	0,38	240	—	3-152	Муфта	0,02
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295,3 СТ	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник M171xH152	0,54	225	80	3-152	Ниппель	0,045
					3-171	Муфта	
5	ДГР1-240.7/8.55	10,275	240	—	3-171	Ниппель	2,703
					3-171	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-203	0,25	240	—	3-171	Ниппель	0,021
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,8	203	55	3-171	Ниппель	0,07
					3-171	Муфта	
8	Переводник M147xH171	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
					3-147	Муфта	
9	УБТ- 178x90 Д	40	178	90	3-147	Ниппель	7,691
					3-147	Муфта	
10	Переводник M133xH147	0.35	225	100	3-147	Ниппель	0,011
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	СБТ G105127x9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	21,847
					3-133	Муфта	
12	Переводник M133xH133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (780–1770 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (780-1770 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	PDC БИТ В 713 УМ	0,25	215,9	—	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР1-172,7 8.61	9,159	172	—	3-117	Муфта	1,243
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КОБ-172	0,34	172	66	3-147	Ниппель	0,015
					3-147	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-172РС	0,67	176	55	3-147	Ниппель	0,039
					3-147	Муфта	
5	УБТ 178x90 Д	7	178	90	3-147	Ниппель	1,538
					3-147	Муфта	
6	Переводник M133xH147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,012
					3-133	Муфта	
7	Калибратор КЛС 215 СТ	0,40	215	70	3-133	Ниппель	0,018
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы В.3

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Переводник М147хН133	0,40	172	78	3-133	Ниппель	0,035
					3-147	Муфта	
9	УБТ 178х90 Д	49,8	178	90	3-147	Ниппель	9,2
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,35	171,4	80	3-147	Ниппель	0,035
					3-133	Муфта	
11	Яс гидравлический ЯГБ-172-2ВД	3,5	172	76,2	3-133	Ниппель	1,347
					3-133	Муфта	
12	СБТ 127 G105	1697,78	127	108	3-133	Ниппель	53,140
					3-133	Муфта	
13	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
					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	0,8

Таблица В.4 – КНБК для отбора керна (1745–1756 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диа- метр, мм	Внут. диа- метр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (1745–1756 м)							
1	Бурголовка PDC У9-215,9/101,6 SCD-4 СТ	0,3	215,9	100,6	3-161	Муфта	0.02
2	КИС 168/100	30	178	100	3-161	Ниппель	3,0
					3-161	Муфта	
3	Переводник М147хН161	0,5	171,5	80	3-161	Ниппель	0,04
					3-147	Муфта	
4	УБТ-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	4,48
					3-147	Муфта	
5	Переводник М133хН147	0,35	171,5	80	3-147	Ниппель	0,05
					3-133	Муфта	
6	СБТ G105127х9,19	До устья	127	108	3-133	Ниппель	68,242
						Муфта	
7	Переводник М133хН133	0,40	155	80	3-133	Ниппель	0,03
						Муфта	
8	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						Муфта	
9	ВБТ 140	14	—	82,6	3-133	Ниппель	0,08

Приложение Г

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	103

Таблица Г.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	7-15
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3-0,5
Смазочная добавка	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,1-0,15

Продолжение таблицы Г.2

Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	150,4

Таблица Г.3 – Компонентный состав биополимерного раствора под эксплуатационную колонну

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4-3,6
Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
Ингибитор (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	18-22
Утяжелители, закупоривающие материалы (разного фракционного состава)	Регулирование плотности, кольматация каналов	50-100
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Таблица Г.4 – Результаты расчеты системы бурового раствора под интервал «0–1770 м»

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	25	25	393,7	-	1,30	4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,3$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=2,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=5,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=51,8$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
25	780	755	295,3	303,9	1,25	66,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=5,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=42,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=3,1$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=82,3$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=163,5$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=81,2$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
780	1770	990	215,9	224,5	1,19	82,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,7$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=51,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=107$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=227,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=120,8$

Таблица Г.5 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	регулирование кислотности среды	25,0	45	2	238	10	297	12	579	24
Глинопорошок	придание раствору тиксотропных свойств, снижение водоотдачи	1000	3186	4	16991	17	21235	22	41412	42
Барит	утяжелитель	1000	465	1	469	1	449	1	1383	2
Полиакриламид	понижитель фильтрации	25	0	0	169	7	212	9	382	16
ПАВ	снижение поверхностного натяжения на границе фаз	25 канистр	0	0	339	14	424	17	764	31
Полиакрилат	стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	25	0	0	50	3	63	3	114	5
ПАЦ НВ	регулятор фильтрации	25	0	0	186	8	233	10	420	17
Смазочная добавка	снижение коэффициента трения в скважине	25	0	0	1019,48	41	1274	51	2293	92
Ингибитор	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	25	0	0	339,82	14	424	17	764	31

Приложение Д

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		количество, сут	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	129,15	4	516,6	–	–	–	–	–	–
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	–	–	0,11	15,2	1,93	266,71	6,56	906,53
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	4	79,6	0,11	2,18	1,93	38,41	6,56	130,54
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	–	–	0,11	3,04	1,93	53,40	6,56	181,52
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	7,54	–	–	0,11	0,82	1,93	14,55	6,56	49,46
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	4	1011,4	0,11	27,81	1,93	488,02	6,56	1658,76
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	4	114,04	0,11	3,13	1,93	55,02	6,56	187,03
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	6,95	–	–	0,11	0,76	1,93	13,41	6,56	45,59

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины испытателем пластов	1317	1,2	1580,4	0,11	144,87	1,93	2541,81	6,56	8639,52
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	853,29	–	–	–	–	1,93	1646,85	6,56	5597,58
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	16,12	–	–	0,11	1,77	–	–	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	246,62	4	986,48	–	–	1,93	475,98	–	–
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	370,35	–	–	–	–	–	–	6,56	2429,50
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	23,22	–	–	0,11	2,55	1,93	44,81	6,56	152,32
Плата за подключенную мощность, сут	138,89	4	555,56	0,11	15,28	1,93	268,06	6,56	911,12
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	41,4	4	165,6	–	–	–	–	–	–
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	100,84	–	–	0,11	11,09	1,93	194,62	6,56	661,51
Эксплуатация ДВС, сут	8,9	–	–	0,11	0,98	1,93	17,18	6,56	58,38
Эксплуатация трактора, сут	33,92	4	135,68	0,11	3,73	1,93	65,47	6,56	222,52
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	100,4	4	401,6	0,11	11,04	1,93	193,77	6,56	658,62

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	13,69	146,7	2008,32	–	–	–	–	–	–
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	169,29	4	677,16	0,11	18,62	1,93	326,73	6,56	1110,54
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	14,92	–	–	0,11	1,64	1,93	28,80	6,56	97,88
Порошок бентонитовый марки А, т	75,4	–	–	14,2	1070,68	25,4	1915,16	–	–
КМЦ-700 высший сорт, т	1994	–	–	0,17	338,98	0,38	757,72	–	–
Биолуп LVL, т	324,74	–	–	–	–	–	–	0,74	240,3076
NaCl, т	215,6	–	–	–	–	–	–	–	–
Сода кальцинированная марки А, т	18,33	–	–	0,085	1,56	0,06	1,0998	–	–
НТФ, т	916	–	–	–	–	–	–	0,42	384,72
Ингибитор, т	328	–	–	–	–	–	–	0,63	206,64
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	32,46	0,35	11,36	14,51	470,99	40,32	1308,787	1,4	45,444
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	23,53	–	–	0,8	18,82	3,5	101,18	1,03	24,2359
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	27,46	–	–	6,39	175,33	63,3	1738,2	–	–
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	27,45	0,82	22,51	0,34	9,33	0,86	23,61	–	–
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			8266,31		2350,2		12579,36		24600,27
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 М-ЦВ	686,4	–	–	0,1	68,64	–	–	–	–
БИТ 295,3 В516 УСМ.08	1379,7	–	–	–	–	0,43	593,271	–	–
БИТ 215,9 ВТ 613	1028,4	–	–	–	–	–	–	1,18	1213,512

Окончание таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обратный клапан КОБ – 178	552,3	–	–	–	–	–	–		
Износ шурфа на 10 %, м	1,56	–	–	50	78	672	39	2409	3758,04
Транспортировка труб, т	4,91	–	–	3,4	16,69	22,2	109,002	42,7	209,657
Транспортировка долот, т	6,61	–	–	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	738								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		169,944		747,883		5187,779		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,31		2520,14		13327,24		29788,05		
Всего по сметному расчету, руб	54639,74								

Таблица Д.2 – Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	61124
Разработка трубопроводов линий передач и др.	229
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1071
Итого по главе 1:	62424
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	151301
Разборка и демонтаж	1210
Монтаж установки для освоения скважины	450
Демонтаж установки для освоения скважины	140
Итого по главе 2:	153101
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	54639
Крепление скважины	103229
Итого по главе 3:	157868
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	12844
Итого по главе 4:	12844
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого по главе 5:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	2935
Итого по главе 6:	12764
Итого по главам 1-6:	416414
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292

Продолжение таблицы Д.2

1	2
Итого по главе 7:	68292
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого по главе 8:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	24080
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	15181
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8) Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	9422 256
Топографо-геодезические работы	123
Скважины на воду	4771
Итого по главе 9:	53834
Итого по главам 1-9:	577316
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	1154
Итого по главе 10	1154
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	790
Проектные работы	3830
Итого по главе 11	4620
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	29155
Итого по главе 12	29155
Итого по сводному сметному расчету	612245
С учетом коэффициента удорожания $k=204,2$ к ценам 1985 г.	125020540
НДС 18%	22503697
ВСЕГО с учетом НДС	147524237

