

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 3810 МЕТРОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТЮМЕНСКАЯ ОБЛАСТЬ) УДК 1: 622.143:622.243.22:622.324.5(24:181m3810)(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	—		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Кодрезультата	Результат освоения ООП
P1	Применять базовые естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, в области нефтегазового дела
P2	Применять базовые профессиональные знания в области нефтегазовых технологий для решения междисциплинарных инженерных задач нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования в сложных условиях с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы
P4	Проявлять осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта
P5	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов
P6	Ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-39/с от 08.02.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на газоконденсатном месторождении.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– 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; – Анализ способов цементирования скважин.
Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП, Кашук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Анализ способов цементирования скважин	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З–2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич		

Школа: инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2022	1. Горно-геологические условия бурения скважины	10
27.03.2022	2. Технологическая часть проекта	40
10.04.2022	3. Анализ способов цементирования скважин	20
24.04.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
01.05.2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
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	СНиП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Линейный график выполнения работ
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Сметный расчет стоимости выполняемых работ; сводный сметный расчет. Расчет эффективности мероприятия по внедрению новой техники и технологии
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Линейный календарный график выполнения работ	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
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 3810 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации	Объект исследования: <u>проектные решения для строительства разведочной вертикальной скважины на газоконденсатном месторождении.</u> Область применения: <u>проект на строительство скважины.</u> Рабочая зона: <u>полевые условия.</u> Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>Роторная площадка: Ротор – 1 шт, Клиновой пневматический захват – 1 шт, Универсальный механический ключ – 2 шт, Автоматический ключ бурильщика – 1 шт, Пульт управления – 1 шт, Крюкоблок – 1 шт. Подсвечник – 2 шт. Вспомогательная лебёдка – 1 шт.</u> Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: <u>механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.</u>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Нормативные документы, регламентирующие организацию трудового процесса на рабочем месте: – Федеральные законы и постановления правительства; – «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ); – Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	Возможные опасные и вредные факторы при строительстве скважины: – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды;

	– Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током. Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: – виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики; – наушники, вкладыши; – вентиляция; – респираторы и противопыльные тканевые маски; – защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	Воздействие на селитебную зону: <u>не оказывается в связи с географией работ.</u> Воздействие на литосферу: <u>отходы бурения (шлам).</u> Воздействие на гидросферу: <u>отходы бурения (буровой раствор).</u> Воздействие на атмосферу: <u>выхлопные газы ДВС.</u>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	Возможные ЧС: <u>пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой.</u> – Наиболее типичная ЧС: <u>газонефтеводопроявление (ГНВП).</u>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент; Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7В	Чаленко Антон Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 8 рисунков, 34 таблицы, 38 источников литературы и 5 приложений.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, обсадная колонна, цементирование скважины, охрана окружающей среды, скважина, нефть, загрязнение ПЗП.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область).

Целью данной работы является – спроектировать технологическое решения для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении (Тюменская область).

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 способов цементирования 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.

Все технологические решения для скважины приведены с учётом современных достижений в области техники и технологии строительства скважины.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчёты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint (представлены вместе с ВКР).

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УБТ – утяжеленная бурильная труба;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

СБТ – стальная бурильная труба;

ЦКОД – цементиловочный клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементиловочный агрегат.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины.....	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	16
1.3 Зоны возможных осложнений.....	16
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА.....	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины.....	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	17
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	18
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	19
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины.....	20
2.3.1 Выбор способа бурения	20
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	23
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	24
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	27
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов	29
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	34
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	38
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	38
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	38
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	43

2.4.3	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	44
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	46
2.5	Выбор буровой установки	49
3	СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН».....	51
3.1	Введение	51
3.2	Способы цементирования скважин	51
3.3	Цементирование через бурильную трубу	51
3.4	«Доливочное» цементование	53
3.5	Одноступенчатое цементование	54
3.6	Многоступенчатое цементование	55
3.7	Обычное двухступенчатое цементование.....	56
3.8	Непрерывное двухступенчатое цементование	57
3.9	Трехступенчатое цементование	58
3.10	Процедуры цементирования хвостовика	59
3.11	Выводы по разделу	62
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	63
4.1	Планирование исследовательских работ	63
4.1.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	63
4.1.2	Линейный календарный график выполнения работ.....	65
4.2	Сметная стоимость строительства скважины.....	66
4.3	Вывод по разделу.....	68
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	69
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	69
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	70
5.2	Производственная безопасность	71
5.3	Экологическая безопасность	75
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78

5.5 Вывод по разделу.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	84
Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины.....	88
Приложение Б Технологическая часть проекта.....	94
Приложение В Специальный вопрос	99
Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	105
Приложение Д Социальная ответственность	113

ВВЕДЕНИЕ

При проектировании строительства разведочных скважин разработка технологических решений один из самых важных этапов, поскольку именно на нем решаются такие вопросы, как конструкция скважины, режимы бурения и их параметры, гидравлическая программа промывки, расчеты бурильных и обсадных колонн на прочность и т.д. Кроме того, для разведочных скважин не всегда бывает достаточно исходной геологической информация, поскольку на этой площади еще могли быть не построены скважины, поэтому необходимо это учитывать при проектировании своих решений.

По представленным горно-геологическим условиям моно выделить, что разрез состоит преимущественно из песков, алевролитов, песчаников и аргиллитов. По твердости эти породы относятся к мягко-средним и средним. Также в разрезе выделяют три газоносных продуктивных пласта. На основании этой информации можно обосновать глубину будущей скважины и приблизительную ее конструкцию.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 3810 м на газоконденсатном месторождении Тюменской области с учетом данных горно-геологических условий.

Дополнительно в выпускной квалификационной работе будет рассмотрен специальный вопрос, посвященный анализу способов цементирования скважин. В зависимости от потребностей и ограничений при цементировании можно воспользоваться тем или иным способом цементирования.

1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

В подразделе приводятся стратиграфический разрез скважины, литологическая характеристика и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины. Коэффициенты кавернозности представлены в таблице 1.1 механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. механические свойства горных пород представлены в таблице 1.2. Градиенты давлений представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.1 – Коэффициенты кавернозности по интервалам

Интервал, м	Коэффициент кавернозности
0-860	1,40
860-2070	1,20
2070-2912	1,10
2912-4130	1,07

Таблица 1.2 – механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промысловой классификации	Абразивность
0-860	МС	4-8
860-1100	М	4
1100-1150	МС	3-7
1150-4130	С	3-7

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, МПа на 100 м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Q – P ₃ ¹ atl – P ₂₋₃ – P ₂ ² llv	0	300	0,0100	0,0160
Pg ₁ tb K ₂ gn K ₂ brK ₂ kz	300	1150	0,0100	0,0170
K ₂ +K ₁ pkr	1150	2070	0,0100	0,0180
K ₁₋₂ tn	2070	2912	0,0118	0,0180
K ₁ sr	2912	3754	0,0100	0,0190
K ₁ b	3754	4130	0,0166	0,0190

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоность по разрезу скважины представлена в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Нефтегазоность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип флюида	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³ (для газа - относительная плотность по воздуху)	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)	Давление насыщения, МПа
	от	до				
K ₁ (AC ₁₀)	3546	3600	газ	0,796	4000	-
K ₁ (AC ₁₁)	3635	3694	газ	0,775	5000	-
K ₁ (AC ₁₂)	3751	3780	газ	0,788	35000	-

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения
	От	До	
P ₁ tbs	580	960	Поглощения
K ₂ gn	960	1100	
K ₂ br	1100	1150	
K ₁ -2pk	1150	2070	
K ₁ tn	2070	2912	
K ₁ st	2912	3457	
K ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	
Q -P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование
K ₂ gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование
K ₁ st (БУ16 ⁰)	3232	3252	Газонефтепроявления
K ₁ st (БУ16 ¹⁻²)	3262	3272	
K ₁ st (БУ17 ¹⁻¹)	3635	3694	
K ₁ st (Ач5 ²⁻³)	3731	3754	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

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

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По геологическому условию проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию на проектирование проектируется закрытый тип забоя скважины.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 2.1 построен график совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

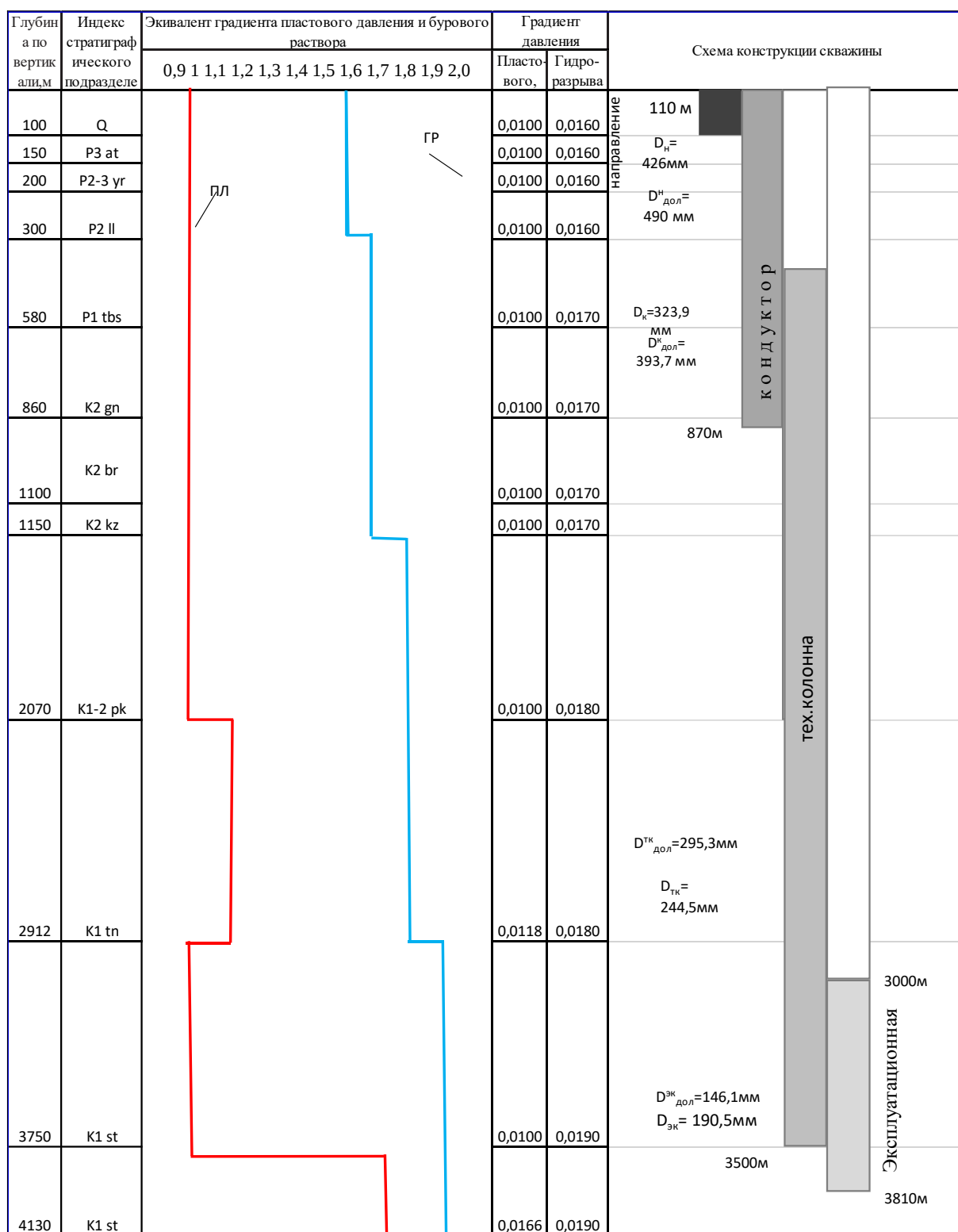


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор.

Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений на 10 м. Так как в моей скважине 100 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 110 м.

Анализируя результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора (таблица 2.1), можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 3500 м. Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну, так как имеются возможные осложнения, которые необходимо перекрыть. Кондуктор достаточно спустить на глубину 870 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений. Тех. колонна будет до глубины 3500 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3810 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	$K_1(AC_{10})$	$K_1(AC_{11})$	$K_1(AC_{12})$
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	3546	3635	3751
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,100	0,1	0,166
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{зрп}$)	0,18	0,18	0,19
Относительная плотность газа по воздуху, ($\gamma=$)	0,796	0,775	0,778
Расчетные значения			
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	354,6	363,5	622,666
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{зрп}$)	333	342	665
Значение параметра e^s	1,14	1,14	1,02
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	309,76	317,70	610,62
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{кондmin}$)	1850	1900	3500
Требуемый запас	1,08	1,08	1,089
Принимаемая глубина, м	3500		

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 110 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 870 м.

Техническая колонна цементируется на всю глубину спуска на 3500 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м., т.к. скважина газовая. Интервал цементирования будет составлять 810 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм. Для данного диаметра эксплуатационной колонны соответствует долото диаметром 190,5 мм.

Диаметр технической колонны составляет 244,5 мм. Для данного диаметра технической колонны соответствует долото диаметром 295,3 мм.

Диаметр кондуктора составляет 323,9 мм, и диаметр долота 393,7 мм.

Диаметр колонны составляет 426 мм, а диаметр долота 490 мм.

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

Величина максимального устьевого давления составляет 56,17 МПа.

Следовательно, проектируется ПВО ОП6-350/80х70 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящую из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-70-140(146)х245х324 (обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна).

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких

пород. Под кондуктор и техническую колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Под интервал эксплуатационной колонны выбирается роторный способ бурения в связи с высокой требуемой плотностью бурового раствора. Способы бурения по интервалам представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	110	Роторный
110	870	ВЗД
870	3500	ВЗД
3500	3810	Роторный
3546	3600	Роторный
3635	3694	Роторный
3751	3780	Роторный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки МС (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 марки М+МС (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор

долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами.

Для бурения интервала под техническую колонну проектируется долото PDC марки М+МС+С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими, мягко-средними и средними горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки С (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-870	870-3500	3500-3810	3546-3600	3635-3694	3751-3780
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRD311	БИТ 393,7 В 419 TCP	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	7 1/2” БТ7716М А-042	БИТ 190,5/100 В 911	БИТ 190,5/100 В 911	БИТ 190,5/100 В 911
Тип долота		Шаро- шечное	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5	190,5	190,5	190,5
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС+ С	С	С	С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 171	3 152	3 117	3-161	3-161	3-161
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2	-	-	-
Длина, м		0,5	0,45	0,39	0,27	0,2	0,2	0,2
Масса, кг		275,7	150	110	48	25	25	25
Нагрузка, тс (G)	Рек- дуемая	7-25	5-12	2-10	2-10	2-6	2-6	2-6
	Макс.	25	15	12	12	6	6	6
Частота вращения, об/мин (n)	Рек- дуемая	40-600	80-400	80-440	60-400	40-120	40-120	40-120
	Макс.	600	400	440	400	120	120	120

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-870	870-3500	3500-3810
Шифр калибратора		КЛС 490 МС	КЛС 390 СТ	К 295 С	КП-189 СТ
Тип калибратора		С спиральными лопастями	С спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	390	295	189
Тип горных пород		МС	МС+М	М+МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,67	1,46	0,9	0,58
Масса, кг		220	150	114	78

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

Результаты расчетов приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-110	110-870	870-3500	3500-3810	3546-3600	3635-3694	3751-3780
Исходные данные							
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	19,05	19,05	19,05	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	25	15	12	12	6	6	6
Результаты проектирования							
Допустимая нагрузка, тс ($G_{дон}$)	20	12	9,6	9,6	4,8	4,8	4,8
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	8	8	9	9	4	4	4

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия мягко-средних пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-110	110-870	870-3500	3500-3810	3546-3600	3635-3694	3751-3780
Исходные данные								
Скорость, м/с (V_d)		3	2	1,8	1,6	1	1	1
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5	190,5	190,5
Результаты проектирования								
Частота вращения n_1 , об/мин		117	97	116	160	100	100	100
Статистическое значение частоты вращения $n_{стат}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	80-120	20-40	20-40	20-40
Частота вращения $n_{проект}$, об/мин		60	100	120	120	40	40	40

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 интервале бурения под направление (0-110 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено тем, что ротор работает в пределах 60-80 об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины.

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-110	110-870	870-3500	3500-3810	3546-3600	3635-3694	3751-3780
Исходные данные							
Диаметр долота, м (D_o)	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (K)	0,65	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Коэффициент кавернзности (K_k)	1,4	1,40	1,14	1,07	1,07	1,07	1,07
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,15	0,14	0,12	0,11	0,1	0,1	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	40	35	30	25	5	5	5
Диаметр бурильных труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0143	0,0119	0,0064	0,0048	0,0048	0,0048
Число насадок (n)	3	6	5	7	9	9	9
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{клмин}$)	0,5	0,5	0,75	1	1	1	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,217	1,207	1,362	1,821	1,821	1,821	1,821
Плотность разбуhrиваемой породы, г/см ³ (ρ_n)	1,9	2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3
Результаты проектирования							
Расход, л/с, Q_1	123	61	27	9	9	9	9
Расход, л/с, Q_2	98	62	31	6	3	3	3
Расход, л/с, Q_3	88	55	42	16	16	16	16
Расход, л/с, Q_4	42	51	35	26	25	25	25
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-123	51-62	27-42	6-26	3-25	3-25	3-25
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	62	42	26	20	20	20

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

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 45 л/с исходя из статистических данных для данного диаметра долот.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 62 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под техническую колонну принимается 42 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 26 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Параметры забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-110	110-870	870-3500	3500-3810	3546-3600	3635-3694	3751-3780
Исходные данные								
Диаметр долота (D_o)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905	0,1905	0,1905	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5	190,5	190,5	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})			78	88	88	39	39	39
Расчетный коэффициент, Н*м/кН (Q)			1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования								
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зo}$)		-	315	236	-	-	-	-
Момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м (M_p)		-	4022	3409	-	-	-	-
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м (M_o)		-	197	148	-	-	-	-
Удельный момент долота, Н*м/кН (M_{yo})		-	49	37	-	-	-	-

Для интервалов бурения 110-870 м и 870-3500 м (интервал бурения под кондуктор и техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	110-870 870-3500	240	8,487	2350	30-75	40-160	17,2	70-282

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной трубы, резьбовых переводников. Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б7.

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на			
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	На выносливость	На статическую прочность в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	110	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	67,71	2,114	11,44	1,92	>10	>10	>10
бурение	110	870	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	810,14	25,29	36,97	1,37	4,38	4,24	4,45
бурение	870	3500	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3441	107,44	119,01	1,63	1,63	1,32	1,38
бурение	3500	3810	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3753	117,17	126,04	2,02	1,72	1,24	1,31
отбор керна	3546	3600	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3553	110,94	116,14	2,27	1,90	1,35	1,42
отбор керна	3635	3694	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3647	113,87	119,07	2,21	1,85	1,32	1,38
отбор керна	3751	3780	ПК 127х9	127	Л	9,19	3-162	3733	116,56	121,76	2,17	1,81	1,29	1,35

2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right]; \quad (2.1)$$

где L – глубина скважины по стволу, м; g – ускорение свободного падения, $9,81 \text{ м/с}^2$; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $L < 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,10$, при $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$); $P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Полученное значение представляет собой минимально допустимую репрессию на пласт согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Однако для предотвращения осыпей и обвалов стенок скважины особенно на верхних неустойчивых интервалах плотность принято увеличивать.

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

Направление, интервал 0-110 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,17 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1217 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 110-870 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,16 \cdot 0,01 \cdot 10^6}{9,81} = 1207 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 870-3500 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,11 \cdot 0,0118 \cdot 10^6}{9,81} = 1363 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 3500-3810 м:

$$\rho_{бр} = \frac{1,055 \cdot 0,0166 \cdot 10^6}{9,81} = 1822 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

При бурении направления по пласту Q, возможны обвалы стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование. Исходя из вышеперечисленных и осложнений, которые возможны на данном интервале, целесообразно использовать бентонитовый буровой раствор. Этот раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбурываемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. Как утяжелитель применяется барит.

При бурении на интервале от 110 до 870 м, под кондуктор, при прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород, при прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании возможны осложнения: Обвалы стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование, поглощение бурового раствора. На данном интервале присутствуют такие горные породы как: Глины, алевроиты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые, глины листоватые с прослоями алевроитов и глауконитового песка, глины с прослоями диатомитовых глин, серые глины, участками алевроитистые, с прослоями опоковидных глин, опок, пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин и алевролитов, известковистые, с пиритизированными водородоносными.

На основании перечисленного, при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор. Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем (барит), чтобы минимизировать образование дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой, глинами ПБНБ, смазочными добавками.

Интервалы бурения под техническую колонну (от 870 до 3500 м) и эксплуатационную (от 3500 до 3810 м) сложены такими горными породами как: серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевроитистые с прослоями

опокovidных глин и опок, опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опокovidные, глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков, глины плотные, алевроитистые, слюдистые, чередование песчано-алевритовых и глинистых пород, глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые, пачка «шоколадных» аргиллитов.

Целесообразным будет применение раствора KCL/полимерный (биополимерный). Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблицах 2.11-2.16.

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Концентрация, кг/м ³
Структурообразователь	50-80
Регулятор жесткости	0,8-1,2
Понижитель вязкости	0,5-1,5
Утяжелитель	203

Таблица 2.12 – Технологический состав бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1217
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Таблица 2.13 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

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
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,5-0,6
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	243

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, кг/м ³	1207
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица 2.15 – Компонентный состав KCL/полимерного (биополимерного) раствора под интервал технической и эксплуатационной колонны

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
Регулирование плотности, ингибирование (соль)	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60-100
Закупоривающие материалы, кольматанты	Регулирование плотности, кольматация каналов	75
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4-0,5
Пеногасители	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5
Барит Тех.колонна	Утяжелитель	234
Барит Экс.колонна	Утяжелитель	1060

Таблица 2.16 – Технологические свойства KCL/полимерного (биополимерного) раствора под интервал технической и эксплуатационной колонны

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³ Тех.колонна	1363
Плотность, г/см ³ Экс.колонна	1822
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
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения под все запроектируемые колонны и представляет собой сумму определенных объемов, представленных в приложении в таблице Б.8. При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен

быть не менее двух объемов скважины». Потребное количество химических реагентов представлено в приложении в таблице Б.9.

2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные.

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

Результаты расчета представлены в таблицах 2.17, 2.18, 2.19.

Таблица 2.17 – 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 см²к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	110	БУРЕНИЕ	0,183	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,6	247,7
Под кондуктор									
110	870	БУРЕНИЕ	0,467	0,051	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	91,8	374,8
Под техническую колонну									
870	3500	БУРЕНИЕ	0,605	0,061	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11	88,5	265,1
Под эксплуатационную колонну									
3500	3810	БУРЕНИЕ	1,454	0,091	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	7	96,2	258,3
3546	3600	ОТБОР КЕРНА	1,131	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	136,2
3635	3694	ОТБОР КЕРНА	1,131	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	136,2
3751	3780	ОТБОР КЕРНА	1,131	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	136,2

Таблица 2.18 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	110	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	170	261,2	1	70	22,96	45,92
110	870	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	170	261,2	1	95	31,16	62,32
870	3500	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	73	21,02	42,05
3500	3810	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	90	25,92	25,92
3546	3600	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3635	3694	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16
3751	3780	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-1180	1	95	160	290,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 2.19 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической 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	110	БУРЕНИЕ	75,2	53,9	0,0	11,1	0,1	10,0
110	870	БУРЕНИЕ	214,9	60,1	74,0	69,9	0,9	10,0
870	3500	БУРЕНИЕ	283,7	63,1	74,0	128,7	7,9	10,0
3500	3810	БУРЕНИЕ	213,2	99,6	0,0	66,2	37,3	10,0
3546	3600	ОТБОР КЕРНА	138,5	67,6	0,0	37,7	25,7	7,5
3635	3694	ОТБОР КЕРНА	140,2	67,6	0,0	38,7	26,4	7,5

3751	3780	ОТБОР КЕРНА	141,7	67,6	0,0	39,6	27,1	7,5
------	------	-------------	-------	------	-----	------	------	-----

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтегазоносных пластов.

В таблице 2.20 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.20 – 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
3546-3600	СК- 178/100«ВОСТОК»3/6	2-5	20-40	15-20
3635-3694				
3751-3780				

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1020
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тробл}$, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{трн}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	-	Глубина скважины, м	3810
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	3000	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	370
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	20	Динамический уровень скважины h_0 , м	-

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. Имеются три таких случая:

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

На рисунках 2.2-2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонны и кондуктора соответственно.

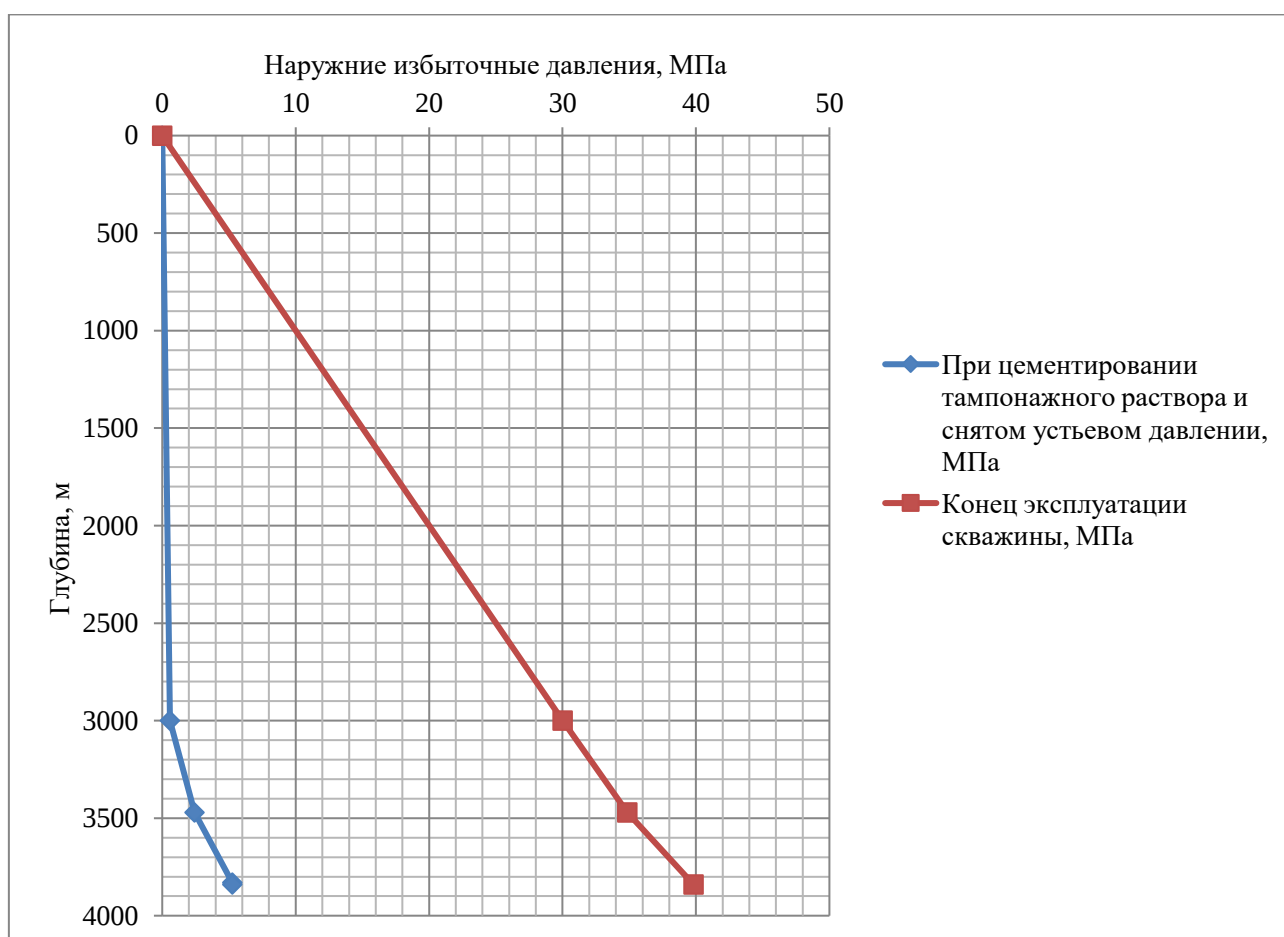


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

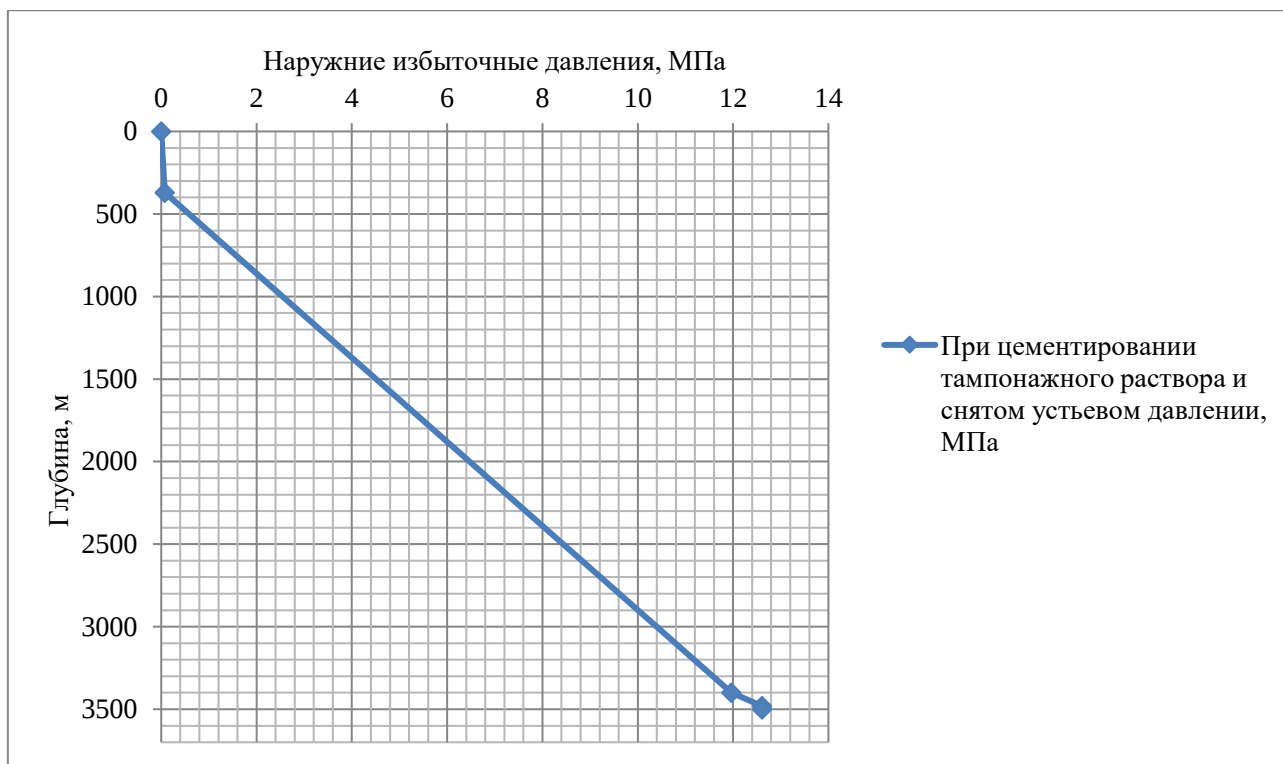


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

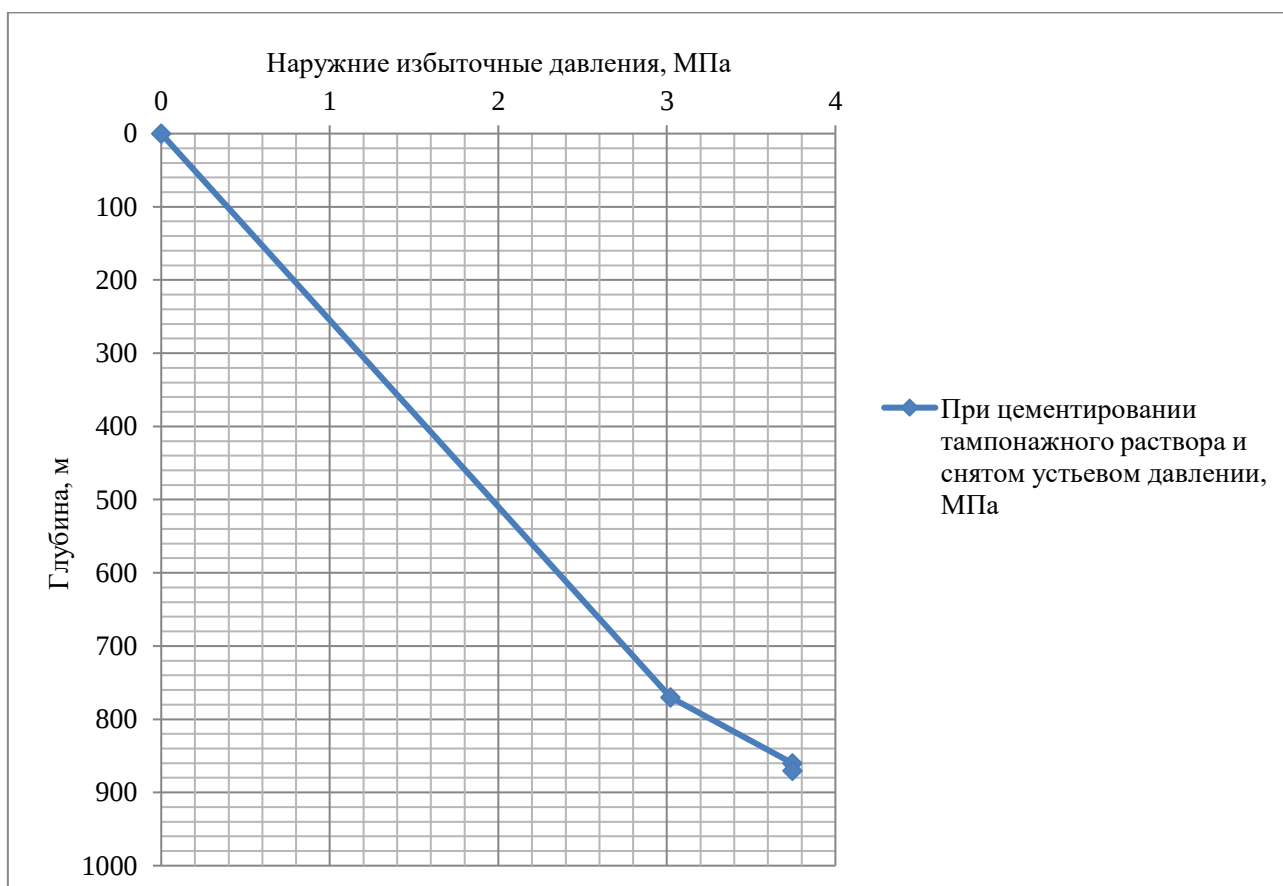


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

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

На рисунках 2.5-2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для эксплуатационной, технической колонны и кондуктора соответственно.

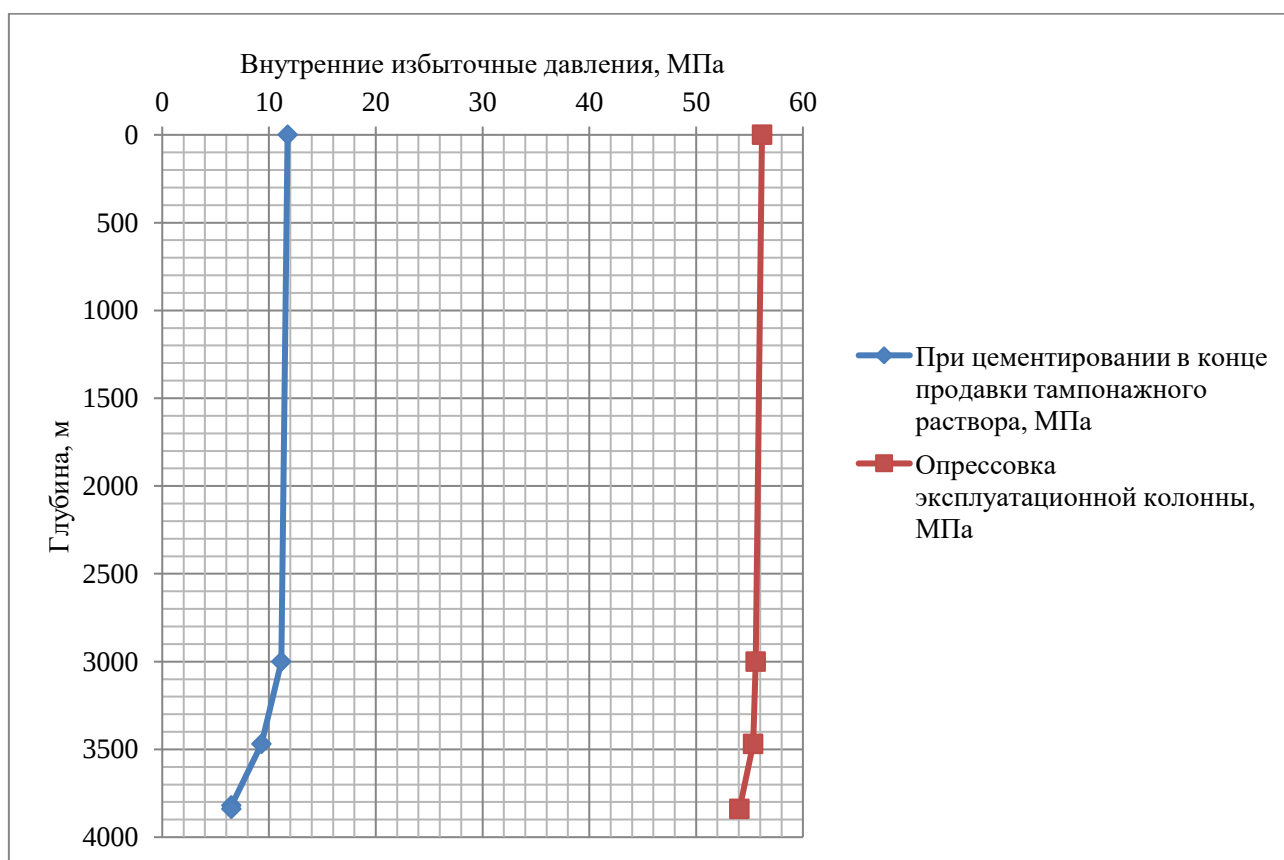


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

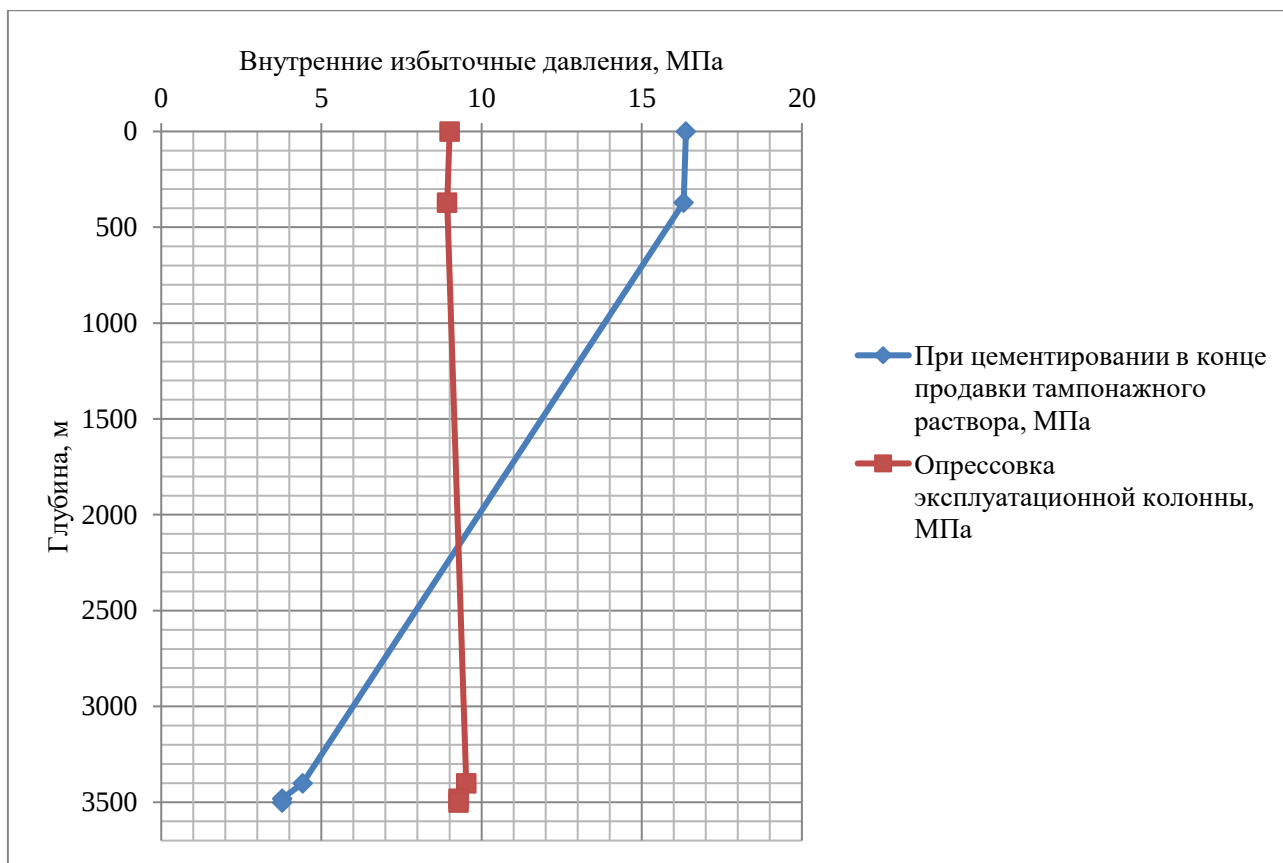


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

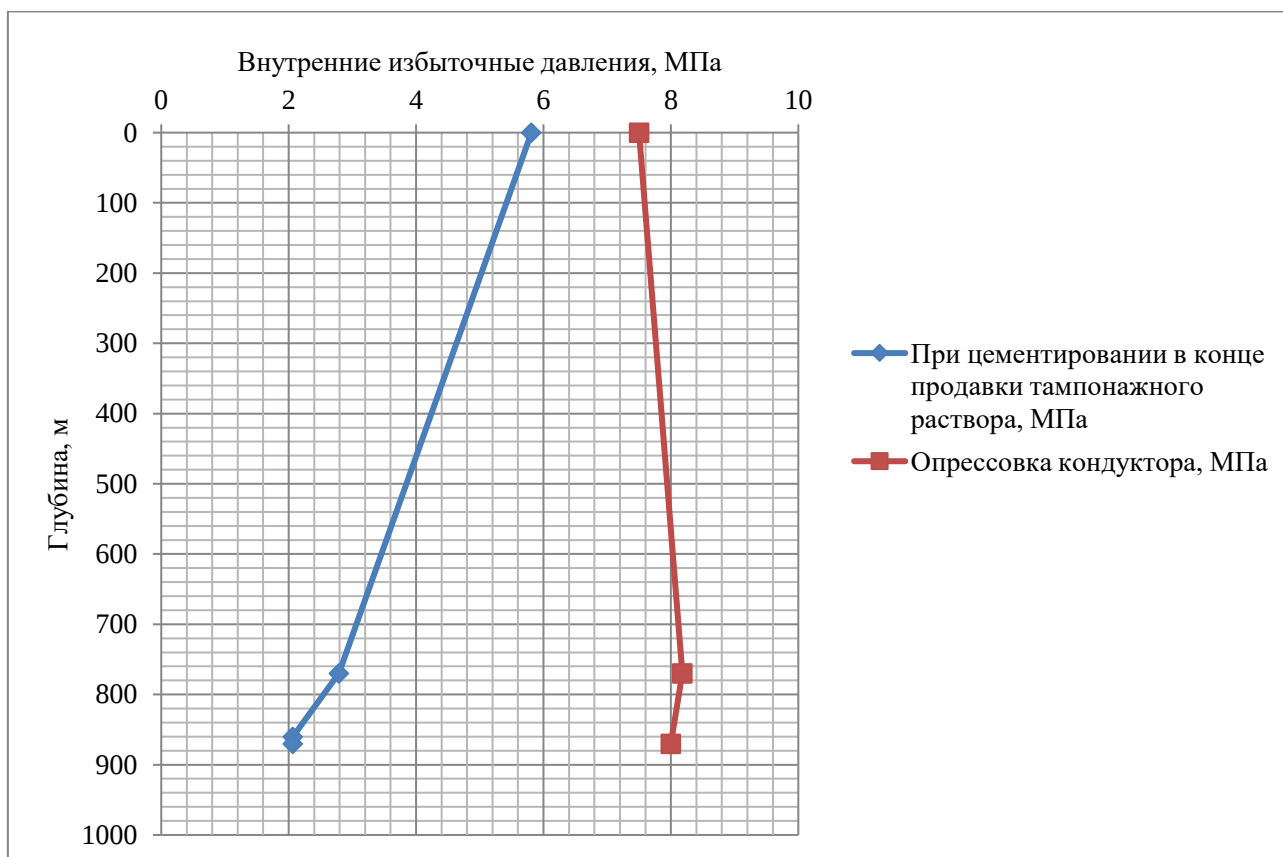


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Характеристика обсадных колонн

Характеристика обсадных колонн								
№ Секции	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 резьба	Д	10	110	104,4	11484	11484	0-110
Кондуктор								
2	ОТТМ	Д	8,5	870	67,2	58464	58464	0-870
Техническая колонна								
3	ОТТМ	Е	8,9	3500	52,8	184800	184800	0-3500
Эксплуатационная колонна								
4	ОТТГ	Е	10,7	3810	36,0	137160	137160	0-3810

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, $D_{усл}$	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146,1 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3810	3810	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3800	3800	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	3450	69	102
		3450	3550	10	
		3550	3600	5	
		3600	3635	2	
		3635	3694	6	
		3694	3751	2	
		3751	3780	5	
		3780	3805	1	
		3805	3810	2	
	ЦТ-146/190 («НефтьКам»)	3540	3610	7	18
		3630	3700	7	
		3750	3790	4	
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3800	3800	1	1

Продолжение таблица 2.23

1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146,1 мм	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	3790	3790	1	1
Техническая колонна 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	3500	3500	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	3490	3490	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	820	17	94
		820	920	10	
		920	3495	65	
		3495	3500	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	3490	3490	1	1
Кондуктор, 323,9 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	870	870	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	860	860	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	33
		20	60	1	
		60	160	10	
		160	865	18	
		865	870	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	860	860	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	110	110	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	2	11
		20	110	9	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	100	100	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементировании скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.2)$$

Поскольку $47,62 \leq 68,77$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.24.

Таблица 2.24 – 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	4,1	1,6	1020	1,6	МБП-СМ	112
		2,5		2,5	МБП-МВ	38
Продавочная жидкость	47,65		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	10,74		1400	8,77	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	7378
					НТФ	4,4
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,32		1820	3,34	ПЦТ-II-150	6881
					НТФ	2,18

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6, \quad (2.3)$$

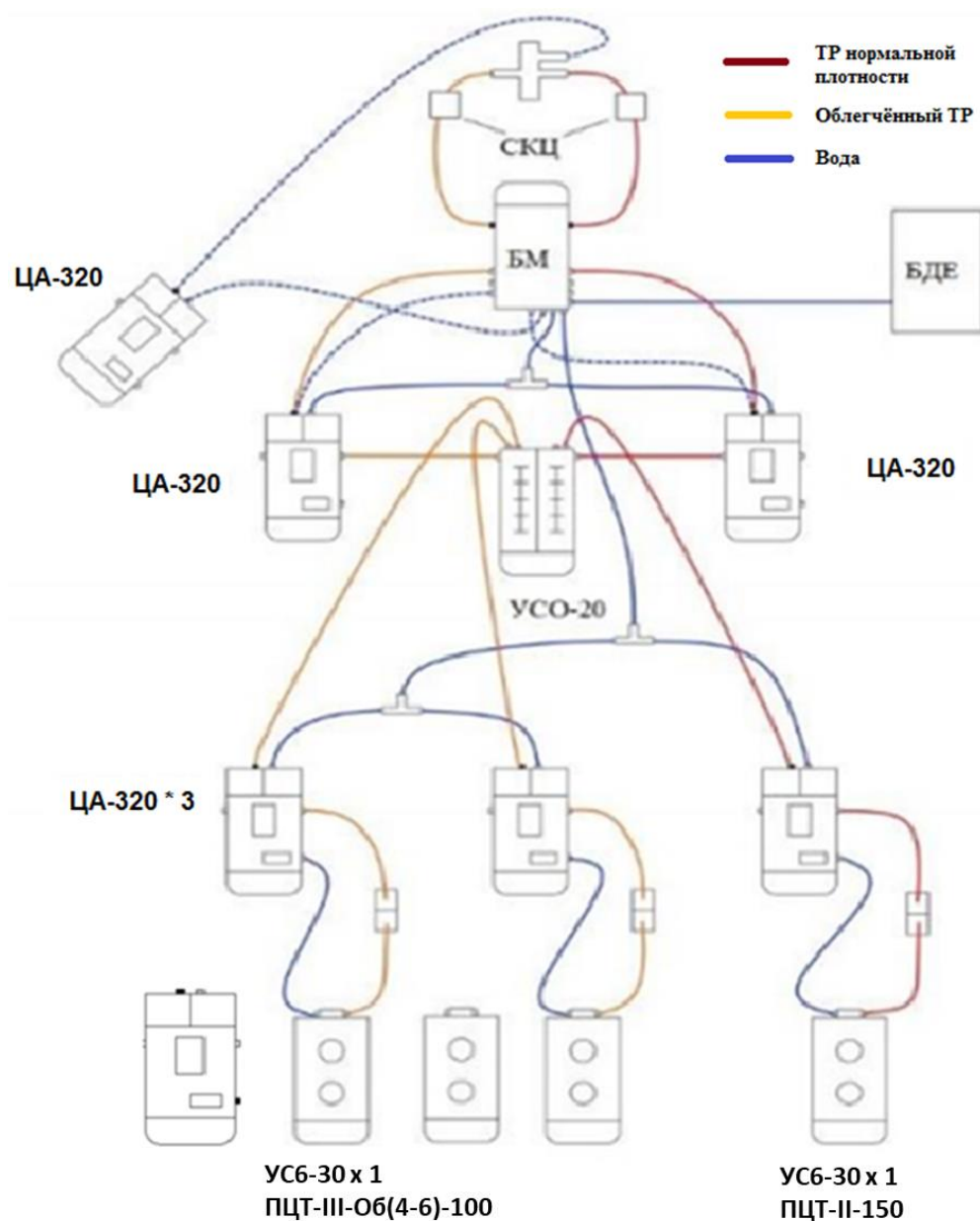
где $G_{\text{сух}}$ – требуемая суммарная масса сухого тампонажного материала, т.; G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого».

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

Облегченный тампонажный раствор: $m_2 = 7,378 / 10 = 0,7 - 1$ УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 6,881 / 13 = 0,5 - 1$ УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.



СКЦ – станция контроля цементирования, БДЕ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементируемый агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

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

пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

Дальнейшие расчеты будут произведены для пласта с наибольшим ожидаемым дебитом.

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1822 \text{ кг/м}^3, \quad (2.4)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 м 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:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot V_{внэк.} = 2 \cdot 47,9 = 95,8 \text{ м}^3 \quad (2.5)$$

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

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

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

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию. Типоразмер перфорационной системы выбирается в зависимости от диаметра хвостовика, типа и числа одновременно спускаемых зарядов. Протяженности интервала перфорации более 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на НКТ.

Вид перфорации указан в таблице 2.25.

Таблица 2.25 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
29	НКТ	Кумулятивная	ORION 73КЛ	20	1

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

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину. Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 – 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6). Принимаем арматуру фонтанная АФ6-80/65х70.

2.5 Выбор буровой установки

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

В таблице 2.24 представлены результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка БУ – 3Д-86			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	126,15	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	192 >126,15
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	184,8	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	288 > 184,8
Параметр веса колонны при ликвидации	164,0	$[G_{кр}] / Q_{нр} \geq 1$	320/164=

прихвата, тс (Q_{np})			1,95>1
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН»

3.1 Введение

Первичное цементирование представляет собой способ заполнения цементным раствором кольцевого пространства между обсадной колонной и стволом скважины. Затем цемент затвердевает, образуя гидравлическое уплотнение в стволе скважины, предотвращая миграцию пластовых флюидов в затрубное пространство. Таким образом, первичное цементирование является одним из наиболее важных этапов бурения и заканчивания скважины.

3.2 Способы цементирования скважин

подавляющее большинство первичных цементных работ выполняется путем закачивания тампонажного раствора вниз через обсадную трубу и вверх по затрубному пространству. Существуют также другие методы для решения различных проблем заканчивания скважин. Для обсадных труб большого диаметра традиционная технология цементирования часто не подходит; поэтому выполняется цементирование через бурильную трубу или метод заливки тампонажным раствором, при котором цемент закачивается по одной или нескольким трубам малого диаметра, расположенным в кольцевом зазоре. При цементировании промежуточных или эксплуатационных обсадных труб условия скважины и длина цементируемого интервала определяют способ цементирования. Обычно максимально допустимое забойное давление определяет, должна ли работа выполняться в одну или в несколько ступеней [4].

3.3 Цементирование через бурильную трубу

Многие проблемы, связанные с цементированием обсадных труб большого диаметра, можно предотвратить, выполняя работу через бурильную трубу. При использовании этого метода обсадная колонна спускается на место

с помощью башмака, оснащенного устройством для цементировании через бурильные трубы. Обсадная труба устанавливается в клиньях обсадных труб, затем бурильная труба с вставным элементом устройства для цементировании через бурильные трубы спускается в обсадную колонну до тех пор, пока она не окажется примерно на 1 м над башмаком. Запускается циркуляция с буровым раствором до тех пор, пока не будет виден возврат жидкости из кольцевого пространства между бурильной трубой и обсадной колонной. Циркуляция прекращается, и бурильная труба опускается, что позволяет вставному элементу проникнуть в башмак и загерметизировать его. Циркуляция снова восстанавливается до тех пор, пока не будет наблюдаться возврат жидкости, протекающей между обсадной колонной и стенкой скважины. Цемент перемешивается и закачивается через бурильную трубу вверх по затрубному пространству, пока не достигнет поверхности. Как только в возвращаемом цементе перестанут появляться следы загрязнения буровым раствором, приготовление тампонажного раствора можно прекратить и продавить объем бурильной трубы. Если потеря циркуляции становится заметна до того, как цемент достигнет поверхности, приготовление должно быть остановлено, а цемент вытеснен, избегая закачки большого количества цемента в зону трещиноватости. Необходимо соблюдать осторожность, чтобы избежать разрушения обсадной колонны из-за чрезмерного перепада давления между наружным кольцевым пространством и кольцевым пространством бурильной трубы/обсадной колонны.

Цементирование через бурильные трубы имеет ряд преимуществ. Точные объемы скважин (чаще всего неизвестные в верхних интервалах) не требуются, так как цементный раствор приготавливается и закачивается до тех пор, пока на поверхности не будут наблюдаться возвраты. Эта процедура оптимизирует общий объем замешиваемого и закачиваемого цемента. Последующий объем, вытесненный из бурильной трубы, незначителен. Этот метод также устраняет необходимость в цементировочных головках большого диаметра, а также в вытесняющих пробках.

Возможны различные варианты техники цементирование через бурильные трубы. Типы доступных инструментов позволяют зафиксировать муфту или башмак, тем самым предотвращая выброс бурильной колонны во время цементирования. По завершении операции цементирования бурильную трубу поворачивают вправо на несколько оборотов, и крупная резьба освобождает инструмент. Также широко используются более простые инструменты, в которых отсутствует конструкция с фиксатором, и они просто полагаются на вес бурильной трубы, чтобы удерживать инструмент на месте во время цементирования (приложение В рисунок В.1) [5].

3.4 «Доливочное» цементирование

Когда потеря циркуляции происходит во время цементирования обсадной колонны большого диаметра, решением является закачка цемента в кольцевое пространство с помощью труб малого диаметра. Колонна насосно-компрессорных труб малого диаметра спускается в кольцевое пространство между обсадной колонной и необсаженным стволом (размер НКТ ~5 см). Несколько соединений могут быть свинчены вместе и спущены в кольцевое пространство как можно глубже. Затем колонна насосно-компрессорных труб соединяется с цементировочной установкой через линию высокого давления, и устанавливается циркуляция бурового раствора или воды (приложение В рисунок В.2) [6].

Следует соблюдать осторожность, так как потери давления на трение будут высокими из-за малого внутреннего диаметра трубки. Затем цементный раствор перемешивают и перекачивают обычным способом до тех пор, пока цементный раствор не выйдет на поверхность. Линии промываются водой, а НКТ извлекаются из кольцевого пространства. В экстремальных случаях такое цементирование, возможно, придется повторить несколько раз, пока цементный раствор не вернется на поверхность, и не будет достигнута достаточная прочность геля, чтобы поддерживать раствор до его схватывания.

3.5 Одноступенчатое цементирование

После того, как обсадная колонна установлена, буровой раствор циркулирует столько времени, сколько необходимо для удаления высокогелевых карманов бурового раствора, образовавшихся во время полустатического периода извлечения бурильной трубы, каротажа или спуска обсадной колонны. Циркуляция бурового раствора обычно осуществляется через цементирующую головку, чтобы избежать остановки в течение чрезмерного периода времени после кондиционирования бурового раствора. В статических условиях развитие прочности геля бурового раствора может быть быстрым и может значительно снизить эффективность удаления бурового раствора.

При одноступенчатом цементировании может использоваться технология с одной пробкой или с двумя. При цементировании с одной пробкой используется только верхняя пробка, обеспечивающая разделение продажной жидкости и тампонажного раствора. При использовании технологии с двумя пробками дополнительно с верхней пробкой используется нижняя пробка, разделяющая тампонажный раствор и буферную жидкость/буровой раствор. Рассмотрим технологию цементировании с двумя пробками. При таком способе цементировании в скважину сначала закачивается буферная жидкость, затем освобождается первая (нижняя) пробка, за которой сразу начинают закачивать рассчитанную порцию тампонажного раствора. После закачки требуемого объема тампонажного раствора, осуществляется освобождение второй (верхней) пробки. Затем в цементирующую головку нагнетается продажная жидкость. По мере продавки пробки и тампонажный раствор перемещаются к башмаку обсадной колонны. При посадке нижней пробки в стоп-кольцо происходит разрыв мембраны и тампонажный раствор начинает поступать в затрубное пространство. Как только верхняя пробка достигает стоп-кольца происходит

резкий скачок давления, который свидетельствует об окончании процесса цементирования (приложение В рисунок В.3) [7].

3.6 Многоступенчатое цементирование

Многоступенчатое цементирование может быть необходимо по разным причинам. Например, пласты не способны выдержать гидростатическое давление, создаваемое столбом цемента – вероятность гидроразрыва; верхняя зона должна быть зацементирована (более высокой плотностью, более высокой прочностью на сжатие) незагрязненным цементом; интервально цементирование (аналог манжетного цементирования), когда часть ствола скважины остается не зацементированной.

Большинство случаев многоступенчатого цементирования относятся к первой категории. В настоящее время нередки случаи цементирования длинной колонны до поверхности для защиты обсадной колонны от коррозии. С другой стороны, зоны поглощения ниже последнего башмака обсадной колонны часто препятствуют выходу тампонажного раствора на поверхность. Двухэтапное цементирование с перекрытием первой ступенью зоны поглощения позволит безопасно и полностью заполнить все затрубное пространство.

Обычно используются три стандартных многоэтапных метода.

- обычное двухступенчатое цементирование, при котором цементирование каждой стадии представляет собой отдельную операцию;
- непрерывное двухступенчатое цементирование, при котором обе ступени цементируются за одну непрерывную операцию;
- трехступенчатое цементирование, при котором каждая стадия цементируется как отдельная операция.

Время выполнения ступенчатого цементирования увеличивает время бурения. Следует также учитывать тот факт, что большинство цементировочных головок не могут обеспечить предварительную загрузку пробок и бомб, необходимых в процессе работы. В результате цементировочная

головка должна быть открыта, чтобы высвободить открывающую бомбу, при условии, что пробка первой ступени была предварительно нагружена. Запорная пробка может быть загружена после сброса бомбы, но следует соблюдать осторожность в отношении типов пробок и совместимости с цементирующей головкой.

3.7 Обычное двухступенчатое цементирование

В дополнение к обычному обсадному оборудованию (направляющий башмак и т. д.) на требуемую глубину устанавливается муфта ступенчатого цементирования. Существует несколько видов двухступенчатых муфт. Независимо от используемого типа необходимо соблюдать осторожность при первоначальном обращении с муфтами, поскольку оборудование изготавливается с жесткими допусками. Плавное скольжение и уплотнение концентрических втулок необходимы для правильной работы. Неосторожное обращение до или во время установки может привести к тому, что движущиеся части заклинят или сместятся, что приведет к отказу во время выполнения работы. Также необходимо быть абсолютно уверенным в том, что посадочное седло пробок и муфта ступенчатого цементирования совместимы.

Для пояснения последовательности операций стадийного цементирования необходимо краткое описание оборудования. Обычно оборудование состоит из следующих элементов:

- муфта ступенчатого цементирования: соединение обсадной колонны с отверстиями, которые открываются и закрываются или герметизируются муфтами, работающими под давлением.
- верхняя пробка первой ступени: используется для отделения тампонажного раствора от продажной жидкости, она указывает на окончание вытеснения.
- открывающая бомба: сброшенная после первой ступени, она попадает в отверстие втулки в муфте ступенчатого цементирования; последующее приложение давления сдвинет втулку вниз, открывая порты.

- запорная пробка: закачивается до упора на закрывающем седле.

Цементирование первой стадии. Смешивание и закачка буферных и тампонажных растворов на первой ступени аналогичны одноступенчатому цементированию. После перемешивания тампонажного раствора пробка первой ступени сбрасывается и перемещается до тех пор, пока не появится положительный признак ее приземления в стоп-кольце.

Цементирование второй ступени. После завершения первой ступени открывающая бомба сбрасывается и падает под действием силы тяжести на нижний упор в муфте. Как только бомба установлена, давление прикладывается до тех пор, пока стопорные штифты не будут срезаны, заставляя нижнюю втулку двигаться вниз и открывать порты. Обычно при давлении от 8,4 до 10,5 МПа срезаются удерживающие штифты. Внезапное падение поверхностного давления указывает на открытие портов. Эта операция может быть выполнена в любое время после завершения первого этапа, в зависимости от дизайна работы. Если запланирована полная заливка, цемент из первой ступени будет выше муфты ступени и должен быть удален из скважины до того, как он приобретет чрезмерную прочность геля.

После того, как порты муфты открыты, буровой раствор должен циркулировать в скважине до тех пор, пока тампонажный раствор не будет подготовлен для второй ступени. Для цементирования второй ступени, готовят и закачивают буферные и тампонажные растворы. Запорная пробка сбрасывается после закачки тампонажного раствора и перемещается на свое место в муфте. После установки запорной пробки для закрытия портов муфты требуется давление как минимум на 10,5 МПа выше давления вытеснения второй ступени. Давление обычно сбрасывается после закрытия портов (приложение В рисунок В.4) [7].

3.8 Непрерывное двухступенчатое цементирование

Иногда ситуация требует, чтобы цемент перемешивался и закачивался без остановок, чтобы дождаться, пока открывающая бомба переместится к седлу в муфте. Это известно как метод непрерывного цементирования.

На первом этапе цемент перемешивается и закачивается в скважину. Пробка следует за цементом, чтобы отделить его от продавочной жидкости. Вслед за пробкой закачивается отмеренный объем воды или бурового раствора.

Цемент второй ступени можно закачивать сразу за открывающей бомбой. За этой порцией тампонажного раствора следует закрывающая пробка. Продавка второй ступени приведет к тому, что открывающая бомба сядет на открывающую втулку, которая будет двигаться вниз при приложении давления, открывая порты муфты. Дальнейшая продавка вытеснит тампонажный раствор через порты и, в конечном счете, посадит заглушку на закрывающее седло. Применение давления на 10,5 МПа выше циркуляционного давления закроет инструмент.

3.9 Трехступенчатое цементирование

Слабые зоны в сочетании с вероятностью прорыва газа или потенциальными проблемами коррозии обсадной колонны в глубоких скважинах могут потребовать трехэтапного цементирования. Основная процедура не отличается от обычного двухступенчатого цементирования; однако есть еще один этап. Первая ступень осуществляется через башмак, вторая – через первую муфту ступенчатого цементирования, а последняя – через вторую муфту ступенчатого цементирования. Первая ступень цементирования осуществляется через башмак обычным способом. Вторая ступень может быть выполнена в любое время после первой, в зависимости от программы на цементирование.

Открывающая бомба используется для открытия портов нижней муфты. Скважина промывается буровым раствором, затем буфер и тампонажный раствор закачиваются через порты. Порты закрываются с помощью специальной закрывающей пробки. Этот гибкий тип пробки проходит через

верхнюю муфту и садится на нижнюю муфту, позволяя прикладывать давление для закрытия портов.

Заключительная ступень также может быть проведена в любое время после второй. Открывающаяся бомба (больше, чем та, что используется для второй ступени) сбрасывается и садится на нижнее седло верхней муфты. Порты открываются, и завершающая ступень выполняется аналогично. Затем с помощью специальной закрывающей пробки закрывают порты верхней муфты (приложение В рисунок В.5) [7].

3.10 Процедуры цементирования хвостовика

Хвостовик представляет собой колонну стандартной обсадной колонны, которая не доходит до поверхности, а подвешивается внутри предыдущей колонны обсадных труб. Хвостовики можно классифицировать следующим образом.

- эксплуатационные хвостовики: проходят от последней обсадной колонны до конечной глубины, заменяют эксплуатационную обсадную колонну. Цементирование обычно имеет решающее значение, поскольку изоляция зон необходима во время добычи и любых последующих обработок для интенсификации притока, которые могут потребоваться.
- промежуточные хвостовики: они устанавливаются в качестве промежуточной обсадной колонны, например, для изоляции зон поглощения, зон высокого избыточного давления, осыпающихся сланцев или пластичных глин, чтобы можно было продолжить бурение.
- хвостовики с соединительными патрубками: они простираются от верха существующего хвостовика до другой точки выше по скважине внутри обсадной колонны. Обычно они используются для ремонта поврежденных, изношенных, корродированных или перфорированных обсадных труб над существующим хвостовиком, а также для обеспечения дополнительной защиты от коррозии или давления.

Успех любых цементных работ зависит от эффективности удаления бурового раствора. Цементирование хвостовика может быть одним из самых сложных случаев. Обычно кольцевое пространство небольшое, и труба может быть плохо центрирована. На некоторых участках скважины затрубный просвет будет меньше из-за тонкой не удаляемой глинистой корки на стенке проницаемых пластов. Неровный ствол скважины и малые зазоры между обсадной колонной и пластом часто препятствуют использованию центраторов, что приводит к эксцентрированию хвостовиков. В тяжелых условиях происходит фактический контакт со стенкой скважины.

Использование больших объемов буферных растворов даже более важно при цементировании хвостовика, чем при цементировании любой другой обсадной колонны. Максимальное время контакта обычно увеличивает шансы на хорошее сцепление цемента.

Методы турбулентного вытеснения определенно более эффективны для удаления бурового раствора, чем поршневой режим, но необходимо соблюдать осторожность, чтобы не превысить допустимое давление в скважине. К счастью, небольшие кольцевые зазоры облегчают создание турбулентного потока при низких скоростях закачки. Если работа должна выполняться с использованием режимов поршневого или ламинарного потока, объемы буфера могут быть спроектированы таким образом, чтобы обеспечить более низкую эффективность вытеснения бурового раствора этими методами.

Цементирующая головка и манифольд устанавливаются на бурильную трубу. После того, как цементирующие линии установлены и испытаны под давлением, буферная жидкость закачивается в бурильную трубу. После того, как тампонажный раствор смешан и закачан в бурильную трубу, пробка для продавки опускается и перемещается на подвеску хвостовика. В этот момент пробка проходит через подвеску хвостовика, а затем попадает в отверстие в специальной пробке хвостовика. Поверхностное давление возрастет, что свидетельствует о посадке пробки. Дальнейшее приложенное давление примерно 8,4 МПа срежет штифты, удерживающие пробку хвостовика на

месте. После освобождения две пробки движутся как одна внутри хвостовика по мере продолжения перемещения. Когда полностью вытеснен внутренний объем хвостовика, пробки сядут на стоп-кольцо или обратный клапан, и произойдет дальнейшее повышение давления, что свидетельствует об окончании работы (приложение В рисунок В.6) [7].

Количество избытка цемента должно быть тщательно рассчитано с учетом состояния скважины и требований оператора. Следующие факторы должны быть сбалансированы:

- Необходимо предусмотреть достаточный избыток цемента, если требуется незагрязненный цемент на подвеске хвостовика.
- Эффективность вытеснения также становится ключевой переменной при определении объемов тампонажного раствора: хотя 100 % эффективность является идеальной, нередко эффективность вытеснения при цементировании хвостовика составляет от 60 % до 80 %.
- Если излишки тампонажного раствора должны быть срезаны, слабые пласты могут создать проблему. Время загустевания таких тампонажных растворов должно быть увеличено, чтобы обеспечить возможность промывки и срезки цемента.

После завершения срезки цемента инструмент для установки и бурильная труба вытягиваются, оставляя цемент затвердевать в течение рекомендуемого времени ОЗЦ.

Длинные хвостовики можно цементировать в два этапа, когда они пересекают слабые пласты, не выдерживающие гидростатического давления длинного столба цемента. Первый этап выполняется через башмак с использованием ограниченного, рассчитанного количества цемента для покрытия слабой зоны, размещая верхнюю часть цемента как можно ближе к последнему башмаку обсадной колонны. После завершения первого этапа монтажный инструмент и бурильную трубу извлекают из скважины и дают цементу затвердеть. Затем в скважину спускают бурильную трубу с пакером, и устанавливают этот пакер на два-три замковых соединения выше подвески

хвостовика. Затем выполняется второй этап путем выдавливания предварительно перемешанного количества цемента вокруг подвески хвостовика. Для возможности продавливания цемента в кольцевое пространство необходимо преодолеть давление гидроразрыва пласта в открытом стволе.

Преимущества метода:

- позволяет избежать повреждения слабых продуктивных пластов;
- незагрязненный цемент размещается на подвеске хвостовика;
- избыток цемента не требуется.

К недостаткам относятся:

- все кольцевое пространство не может быть зацементировано;
- высокая стоимость процедуры;
- возможность повреждения цементного кольца и нарушения

герметичности.

С современных условиях с появлением тампонажных растворов низкой плотности эта процедура устарела.

3.11 Выводы по разделу

В этой главе представлена основная механика наиболее распространенных методов первичного цементирования. Важно, чтобы инженер был хорошо знаком с процедурами и устройствами, которые используются для первичного цементирования. Кроме того, крайне важно, чтобы перед началом работы инженер удостоверился в том, что все оборудование находится в надлежащем рабочем состоянии; в противном случае долгий и тщательный процесс планирования перед каждым заданием может оказаться напрасным.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В современных условиях хозяйствования возрастают требования к экономической подготовке инженерно-технических кадров. Одним из путей улучшения экономической подготовки инженеров является выполнение на должном теоретическом и практическом уровне раздела ВКР: «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- произвести расчет нормативной продолжительности выполнения работ согласно теме ВКР и представить календарный график выполнения работ;
- представить сметную стоимость выполнения работ с расчетом отдельных статей сметы.

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность в сфере поиска, разведки и добычи углеводородного сырья в трех нефтегазоносных провинциях России – Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской. Производственные подразделения компании оснащены передовой техникой и технологиями, адаптированы к местным горно-геологическим, климатическим условиям и позволяют акционерному обществу самостоятельно осуществлять весь комплекс необходимых работ. В 2020 году доля «Сургутнефтегаза» в российской нефтедобыче составила 10,7 %, а в нефтепереработке – 6,7 %. Доля компании в общероссийском объеме разведочного бурения увеличилась до 23,2 %, в эксплуатационном бурении – снизилась до 17,4 %.

4.1 Планирование исследовательских работ

4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической части проекта;
- нормы времени на проходку 1 метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования спускоподъемных операций, вспомогательных, подготовительно-заключительных, измерительных и работ, связанных с креплением и цементированием скважин.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [8].

Для начала определяется продолжительность вышкомонтажных работ. В них включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток.

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется путем подсчета суммы произведений нормативного времени бурения пачки на мощность данной пачки.

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [9]. Нормы времени определяются в зависимости от запроектированного оборудования и видов исследования для каждого пробуренного интервала, которые определяются на этапе создания проектной документации.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [10].

Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 271,2 часов или 11,3 суток.

Нормативная карта по сооружению разведочной скважины на нефтяном месторождении приведена в приложении Г в таблице Г.1.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения составляет 33,4 м/ч.

Рейсовая скорость бурения составляет 19,6 м/ч.

Коммерческая скорость составляет 3834 м/ст.мес.

4.1.2. Линейный календарный график выполнения работ

Рассмотрим пример формирования линейного графика выполнения буровых работ. Вахта работает тридцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем тридцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 1 чел.;
- помощник бурового мастера – 3 чел.;

- бурильщик 6 разряда – 4 чел.;
- бурильщик 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел.;
- помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел.;
- электромонтёр 5 разряда – 4 чел.;
- слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- лаборант – 2 чел.;

Вышкомонтажные работы согласно нормативной карте составляют 1080 часов или 45 суток.

Календарное время бурения 715,4 часов или 29,8 суток.

Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 271,2 часов или 11,3 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтяном месторождении приведен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины

Вид работ	Сутки	Месяцы											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж	45												
2.Бурение	29,8												
3.Испытание	11,3												

4.2 Сметная стоимость строительства скважины

Смета на строительство скважины определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

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,

которые определяют единые расценки для различных работ, так в части I представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин [11], в части II – на строительные и монтажные работы [12], в части III – на бурение и испытание на продуктивность скважин [13].

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [14] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении Г таблицах Г.2 и Г.3.

Затраты, описанные в остальных главах, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав. Так накладные расходы составляют 20 % от прямых затрат, в которые входят все затраты, описанные в главах 1-6. Остальные затраты рассчитываются аналогично, с отличием того итога по главам, по которому берется доля.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используются индекс изменения сметной стоимости по буровым работам (1,49 – скважина на газ) и прочим работам и затратам и индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ (56,4), произведение которых на второй квартал 2022 года составляет 84,04 [15,16].

Свод затрат на строительство скважины представлен в приложении Г в таблице Г.4.

4.3 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 141 453 397,80 руб.

Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на бурение и крепление скважины. Это вызвано непростыми геологическими условиями бурения, которые включают аномально высокое пластовое давление и газонасыщенный продуктивный пласт. Чтобы обеспечить максимальную безопасность работ была спроектирована конструкция скважины с промежуточной колонной, доходящей до зоны с высоким давлением, что позволит предотвратить воздействие высокого давления на вышележащие горизонты. Таким образом, такое решение позволяет проводить испытания в продуктивном пласте без опасности гидроразрыва вышележащих горизонтов при газонефтеводопроявлении. После испытания такая скважина может быть переведена из разведочной в эксплуатационную.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данной выпускной квалификационной работы студента является проектирование строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении Тюменской области.

При проектировании определяются все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины, например, такие как: профиль и конструкция скважины, параметры режима бурения, компоновки низа бурильной колонны и другие не менее важные параметры. Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Западной Сибири.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. Основное оборудование: ротор – 1 шт, клиновой пневматический захват – 1 шт, универсальный механический ключ – 2 шт, автоматический ключ бурильщика – 1 шт, пульт управления – 1 шт, крюкоблок – 1 шт, подсвечник – 2 шт, вспомогательная лебёдка – 1 шт.

На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

В соответствии с Федеральным законом от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» объекты нефтегазового комплекса относятся к опасным производственным объектам (ОПО) [17].

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [18].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (с изм. от 08.12.2020) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [19].

В отношении лиц, работающих вахтовым методом, ТК РФ закрепил некоторый перечень гарантий и компенсаций. Так, согласно ст. 302 ТК РФ лицам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются следующие виды гарантий [18]:

1. Сотрудникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях.

2. Помимо ежегодного основного отпуска, сотрудникам, работающим вахтовым методом в северных регионах, предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: для работающих в районах Крайнего Севера – 24 календарных дня; для работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, – 16 календарных дней.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования»: при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук; органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля; редко используемые средства

отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда [20].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования»: конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля; при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук; при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления [21].

5.2 Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Результаты анализа опасных и вредных производственных факторов представлен в приложении Д таблице Д.1. Для анализа был использован ГОСТ 12.0.003-2015 [22].

На роторной площадке основным источником вибрации является буровое оборудование (приводные двигатели, буровые насосы, вибросита). У рабочего могут возникать различные симптомы: укачивание, нарушение координации, нарушения вестибулярного аппарата, головокружения. При постоянном воздействии приводит к вибрационной болезни.

Оценка уровней вибрации на рабочем месте осуществляется согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [23]. Значения нормируемых параметров определяются

согласно ГОСТ 31192.2-2005 и ГОСТ 31319-2006 [24,25], представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,29	11,2
4	0,28	5
8	0,055	2
16	0,028	2
32	0,014	2
64	0,0072	2

Производится оценка рисков, связанных с вибрацией, и принимаются следующие меры: проектирование рабочих мест с учетом максимального снижения вибрации, использование материалов и конструкций, препятствующих распространению вибрации и воздействию ее на человека, контроль за правильным использованием средств виброзащиты, проведение послеремонтного и, при необходимости, периодического контроля виброактивных машин. Также необходимо использовать предусмотренные средства индивидуальной и коллективной защиты: виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики.

Работа на буровой площадке ведется как в дневное, так и в ночное время, что вызывает недостаток естественной освещенности, также буровая установка проектируется с учетом климатических условий (ветронагрузка, низкие температуры), что вызывает недостаток искусственного освещения внутри производственных помещений. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой установке должна обеспечиваться освещенность, приведенная в таблице 5.2 [26].

Таблица 5.2 – Нормы освещенности в рабочей зоне (буровая установка)

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Источниками опасного фактора при строительстве скважины являются: механическое движение свечи бурильных труб во время СПО, механическое движение автоматического ключа бурильщика (АКБ), подъем обсадных колонн с приемных мостков.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [27].

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП [26], а также соблюдение требований к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91 [28]: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения; движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены; должны быть установлены защитные устройства: ограждения, концевые выключатели; ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии; в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2015 [29].

Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

При воздействии повышенных температур могут наблюдаться функциональные расстройства со стороны нервной и сердечно-сосудистой

систем, желудочно-кишечного тракта, почек, которые обусловлены сдвигами в водно-солевом обмене и повышенным распадом белков, а при пониженных развитии заболеваний периферической нервной, сердечно-сердечно сосудистых систем. При несоответствии показателей микроклимата необходимо руководствоваться методическими рекомендациями МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» [30]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C. Необходимо принимать следующие меры в летний период: проветривание и кондиционирование помещений (зон отдыха), обеспечение работников чистой питьевой водой, оборудованные места отдыха с нормализованной температурой, защитные конструкции от осадков. При работе в зимнее время следует руководствоваться требованиями МР 2.2.7.2129-06 [31]. В качестве защиты от неблагоприятных климатических условий в зимний период, необходимо применять коллективные средства защиты: система отопления рабочих помещений, оборудованные места для отдыха и обогрева, защитные конструкции от ветра, осадков, осуществлять чередование труда и отдыха (обогрева), приостанавливать работу при неблагоприятных условиях работы. В качестве индивидуальной защиты используется зимняя спецодежда.

Запроектированная буровая установка имеет роторную площадку, расположенную на высоте 10 м от уровня земли, зона верхового рабочего располагается на высоте 35 м, следовательно, большинство работ, производимых на буровой установке согласно приказу Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте» относятся к работам на высоте [32]. Эти работы создают потенциальную опасность как падения самих работников, так и падения инструментов на других работников, что может привести к получению работниками травм (переломов, ушибов).

Согласно приказу от 16 ноября 2020 года N 782н обеспечиваются следующие меры безопасности: использование удерживающих систем; в качестве привязи в страховочных системах используется страховочная привязь; после окончания работы на высоте оборудование, механизмы, средства малой механизации, ручной инструмент должны быть сняты с высоты; весь ручной инструмент должен быть застрахован от падения (размещение инструмента в сумках и подсумках, крепление, строповка, размещение на достаточном удалении от границы перепада высот или закрепление к страховочной привязи работника) [32].

5.3 Экологическая безопасность

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Непредвиденные аварийные ситуации оказывают наиболее сильное негативное воздействие на экологическую обстановку. Именно поэтому необходимо оценивать риски возникновения таких ситуаций и рассчитывать возможный ущерб, а также принимать меры по их недопущению, проектировать наиболее благоприятные методы ликвидации последствий. Кроме того, следует стремиться к минимальному воздействию на экологическую систему во время проведения всех штатных операций.

Главными источниками загрязнения атмосферы на буровой установке являются использующиеся двигатели внутреннего сгорания, применяющиеся как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте. В меньшей степени на загрязнение влияют факельные установки, на которых происходит сжигание углеводородов, продукты выброса в результате открытого фонтанирования, летучие химические реагенты, применяемые при приготовлении бурового раствора. Продуктами загрязнения при работе ДВС являются углекислый газ CO_2 и оставшиеся продукты горения

в виде сажи, при открытом фонтанировании – это природный газ с другими неорганическими компонентами, а при приготовлении бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора. Все работы по охране атмосферы проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.2.4.02-81 [33].

Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо пользоваться дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, несмотря на меньшую мощность, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов. Для предотвращения открытого фонтанирования и последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [26].

Загрязнение гидросферы интенсивно происходит при бурении и креплении ствола. Во время бурения и вскрытия водонасыщенных пластов буровой раствор контактирует с горизонтом, в результате чего может происходить его загрязнение различными химическими реагентами. В процессе крепления скважины в случае получения некачественного тампонажного камня возникает вероятность развития заколонных перетоков, в результате чего флюид из продуктивного пласта может поступать в водонасыщенные горизонты, что также будет приводить к их загрязнению.

Поверхностные воды могут загрязняться в результате воздействия бытовых стоков, а также при недостаточной герметичности шламоабмара, из-за чего буровой раствор может поступать в приповерхностный водяной горизонт. Также существует вероятность загрязнения в результате открытого фонтанирования, во время которого происходит разлив нефти и последующее загрязнение как грунтовых вод, так и ближайших гидрологических объектов.

Мероприятиями, обеспечивающими рациональное использование и охрану подземных и поверхностных вод от загрязнения, являются: размещение площадки за пределами водоохранных зон водных объектов; устройство обваловки площадки по периметру; сбор поверхностных сточных вод с последующим вывозом на обезвреживание; конструкция и обвязка бурового оборудования, исключающая утечки жидкости через сальниковые узлы при бурении; предупреждение перетоков флюидов между пластами и через устья в окружающую среду, за счёт надёжного разобщения водонефтегазосодержащих горизонтов; использование экологически малоопасных проектных рецептур буровых растворов по всем интервалам бурения; ведение мониторинга поверхностных и подземных вод [34].

На этапе строительно-монтажных работ и подготовки кустового основания к бурению происходит уничтожение и повреждение почвенного слоя, растительности, а также образуются различные искусственные неровности. В процессе строительства скважины происходит засорение почвы производственными отходами и мусором. Во время бурения существует вероятность загрязнения почвы нефтепродуктами, химическими реагентами и другими веществами. Для предотвращения загрязнения литосферы необходимо контролировать герметичность шламовых амбаров и предотвращать утечки, осуществлять перевозку твердых компонентов бурового раствора в герметичных упаковках или в специальном транспорте в виде бункеров, транспортировку жидких компонентов осуществлять в специальных цистернах.

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового раствора, предусмотрена 4-хступенчатая система очистки от шлама. При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [35].

Рекультивация земель временного отвода проводится в соответствии с проектом рекультивации нарушенных земель в соответствии с ГОСТ Р 57446-2017 [36].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровом объекте – это обстановка на буровой площадке, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, которая может повлечь или повлекла за собой смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери.

Во время строительства скважин возможно возникновение различных чрезвычайных ситуаций, как техногенного, так и природного характера: пожары, газоводонефтепроявления, открытое фонтанирование, взрывы на складе ГСМ, разрушение буровой, под воздействием природных или технических факторов.

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [26]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Методы по предупреждению ГНВП регламентируются Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [26]: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные опрессовки; вывешивание плакатов, предупреждающих о том, что пласт вскрыт; поддержание проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи (сигнал Выброс).

При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [37].

На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [38], можно выделить следующие классы возможных пожаров при ГНВП: пожары горючих жидкостей (В) и пожары газов (С).

В качестве первичных средств пожаротушения на территории буровых площадок размещаются пожарные щиты типа ЩП-В. Комплектация пожарного щита ЩП-В: огнетушитель ОП-10 или 2 огнетушителя ОП-4, ОП-5 или 2 огнетушителя ОВП-10; лом – 1 шт; ведро – 1 шт; покрывало для изоляции очага возгорания – 1 шт; лопата штыковая – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик с песком 0,5 куб. метра – 1 шт.

5.5 Вывод по разделу

По результатам выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при строительстве скважины. Фактические значения выявленных факторов не превышают допустимых нормативных значений. Согласно классификации помещений по ПУЭ, буровая установка, а именно роторная площадка, относится к помещениям особой опасности, поскольку зачастую на ней имеется большое количество влаги. Персонал буровой установки должен иметь III группу по электробезопасности. Категорию тяжести труда следует оценивать для таких должностей, как бурильщик и помощник бурильщика, для которых установлена категория Пб. Буровая установка в целом относится к категории АН по взрывопожарной и пожарной опасности. Строящаяся скважина относится к объектам, оказывающих умеренное негативное воздействие на

окружающую среду, к объектам II категории, поскольку на ней еще не осуществляется добыча углеводородов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно техническому заданию на выполнение выпускной квалификационной работы были разработаны технологические решения для строительства вертикальной скважины глубиной 3810 метров на газоконденсатном месторождении Тюменской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В связи с наличием аномально высокого пластового давления была спроектирована двухколонная конструкция скважины, включающая направление, кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну. Для механического бурения были выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота под остальные интервалы, в соответствии с твердостью и абразивностью пород. После выбора инструмента были определены оптимальные параметры режима бурения, обеспечивающие максимальные технико-экономические показатели.

Спроектированные компоновки обеспечивают вертикальной ствола скважины и безаварийность процесса бурения за счет создания осевой нагрузки за счет утяжеленных бурильных труб. Бурильные трубы были рассчитаны на прочность таким образом, чтобы выбранная группа прочности обеспечивала достаточный коэффициент запаса на каждом интервале в соответствии с правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выбранные буровые растворы обеспечивают минимальное его взаимодействие со стенками скважины и тем самым уменьшают вероятность возникновения осложнений при бурении. На основании проектных свойств буровых растворов и КНБК была рассчитана гидравлическая программа промывки, обеспечивающая надежный вынос шлама.

В интервалах продуктивных пластов предусмотрен отбор керна в связи с разведочным назначением скважины. Была запроектирована бурголовка с

резцами PDC и соответствующий по диаметру отбираемого керна керноотборный снаряд.

Были рассчитаны избыточные наружные и внутренние давления, действующие на обсадные колонны, и в соответствии с ними были выбраны толщины стенок и группы прочности. Эксплуатационная колонна запроектирована односекционная, т.к. именно такая конфигурация обеспечивает максимальную выгоду с точки зрения стоимости и металлоемкости колонны.

Для проведения испытаний продуктивного пласта выбран пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95.

Для обвязки скважины в процессе бурения будет использоваться клиньевая колонная головка с шифром ОКК2-70-140(146)x245x324. С помощью нее обвязываются кондуктор, техническая и эксплуатационная колонна. Для обеспечения безопасности на колонную головку монтируется блок превенторов по схеме ОП6-350/80x70. После завершения бурения блок превенторов заменяется на фонтанную арматуру по схеме АФ6-80/65x70.

Для бурения скважины выбрана буровая установка ЗД-86, наилучшим образом подходящая для строительства разведочных скважин.

При выполнении главы специального вопроса были рассмотрены различные способы цементирования скважин. Все они имеют достаточно определенные критерии применимости, и зачастую не могут быть взаимозаменяемы. Таким образом, выбор способа цементирования должен быть обоснованным с точки зрения достигаемого результата, чтобы данная операция была выполнена с наибольшей эффективностью.

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 ЛИТЕРАТУРЫ

1. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 92 с.
2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
3. Ковалев А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Ашрафьян М.О. Совершенствование технологии цементирования скважин на месторождениях / М.О. Ашрафьян, А.В. Кривошей // Нефтяное хозяйство, 2010. – № 8. – С. 18-21.
5. Булатов А.И. Спутник буровика (2 тома) / А.И. Булатов, С.В. Долгов. – М.: Недра, 2006. – Т1 – 379 с., Т2 – 528 с.
6. Schlumberger D. Cementing Technology / D. Schlumberger. – Dowell Schlumberger Publication, 1984. – 584 с.
7. Щукин А.А. Строительство скважин. – Учеб. пособие. / А.А. Щукин. – Томск: Изд-во STT, 2005. – 588 с.
8. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 11.05.2022).
9. Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.opengost.ru/iso/75_gosty_iso/75020_gost_iso/14403-mezhotraslevye-

normy-vremeni-na-geofizicheskie-issledovaniya-v-skvazhinah-proburennnyh-na-neft-i-gaz.html (дата обращения: 11.05.2022).

10. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин (утв. постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС от 07.03.1986 N 82/5-87).

11. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин.

12. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II Строительные и монтажные работы.

13. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

14. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года «О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1».

15. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ для строительства [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 11.05.2022).

16. Письмо Госстроя СССР от 06.09.90 n 14-д "Об индексах изменения стоимости строительно-монтажных работ и прочих работ и затрат в строительстве" [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/base/45148> (дата обращения: 11.05.2022).

17. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

18. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001).

19. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ.

20. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

21. ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования».

22. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

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

24. ГОСТ 31192.2-2005 «Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

25. ГОСТ 31319-2006 «Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах».

26. Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

27. РД 10-525-03 «Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин».

28. ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

29. ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».

30. МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года».

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

32. Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

33. ГОСТ 17.2.4.02-81 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ».

34. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше».

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

36. ГОСТ Р 57446-2017 «Наилучшие доступные технологии. Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия».

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

38. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Приложение А Горно-геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическое деление разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	Название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	100	Четвертичные	Q	00	-	1,40
		Палеогеновые	P			
		Верхний отдел	P3			
100	150	Атлымская	P3 at	00	-	1,40
		Средний-верхний отделы (эоцен-	P2-3			
150	200	Юрковская	P2-3	00	-	1,40
		Средний отдел	P2			
200	300	Люлинворская	P2 II	00	-	1,40
		Нижний отдел	P1			
300	580	Тибейсалинская	P1	00	-	1,40
		Меловые	K			
		Верхний мел	K2			
580	860	Ганькинская	K2	0-0,50	-	1,40
860	1100	Березовская	K2 br	0-0,50	-	1,20
1100	1150	Кузнецовская	K2	0,5-0,80	-	1,20
		Нижний-верхний	K1-2			
1150	2070	Покурская	K1-2	0,5-0,80		1,20
		Нижний мел	K1			
2070	2912	Тангаловская	K1 tn	0,8-1,50		1,10
2912	3750	Сортымская	K1 st	0,8-1,50	-	1,07
3750	4130	ачимовская пачка	K1 st	0,8-1,50	-	1,07

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	100	Супеси Суглинки Глины	35 35 30	Пески, озерно-аллювиальные глины, суглинки серые, торфяники.
P3 at	100	150	Пески Алевриты Глины	60 20 20	Глины, алевриты, пески кварцево-полевошпатовые и кварцево-глауконитовые.
P2-3 уг	150	200	Глины Алевриты Пески	80 10 10	Глины зеленовато-серые, листоватые, с прослоями алевритов и глауконитового песка.
P2 II	200	300	Глины опоковидные Глины диатомовые Диатомиты	40 30 30	Верхняя часть - желтовато-зеленоватые глины с прослоями диатомитовых или слабоопоковидных глин. Средняя часть – серые глины, участками алевритистые, с прослоями опоковидных глин и опок. Нижняя часть – опоковидные глины, опоки.
P1 tbs	300	580	Пески Глины	60 40	Верхняя часть – пески мелко- и среднезернистые, полевошпатово-кварцевые, с прослоями глин, алевролитов. Нижняя часть – глины алевритистые, слюдистые, с прослоями алевролитов и песков
K2 gn	580	860	Глины	100	Глины темно-серые, зеленовато-серые, алевритистые, известковистые, с пиритизированными водорослями.
K2 br	860	1100	Глины Глины опоковидные Опоки	60 30 10	Верхняя часть – серые, зеленовато-серые и темно-серые глины, часто алевритистые с прослоями опоковидных глин и опок, реже алевролитов. Нижняя часть – опоки серые и голубовато-серые, глины темно-серые, прослоями опоковидные.
K2 kz	1100	1150	Глины	100	Глины темно-серые, серые и зеленовато-серые, плотные, с включениями глауконита и многочисленных растительных остатков.
K1-2 pk	1150	2070	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	Неравномерное переслаивание алевролита-песчаных пластов с глинистыми прослоями. Пески и песчаники от светло-серых до темно-серых, среднезернистые, слабосцементированные, прослоями известковистые. Алевролиты разноезернистые, крепкие. Глины плотные, алевритистые, слюдистые.
K1 tn	2070	2912	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	Чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. Песчаники светло-серые, мелко-, среднезернистые, глинисто-карбонатные. Алевролиты серые, глинистые, плотные. Глины темно-серые до черных, участками тонкослоистые. В нижней части пачка «шоколадных» аргиллитов.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K1 st	3750	4130	Песчаники Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	Неравномерное чередование песчано-алевритовых и глинистых пород. В кровле чеускинская пачка темно-серых плитчатых глин с углефицированными остатками. В нижней части выделяется ачимовская пачка – песчаники серые, мелкозернистые с прослоями аргиллитоподобных глин.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость	Карбонатность	Категория твердости	Категория абразивности	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
Q	0	100	Супеси, суглинки, глины	1900	35	-	15-20	-	3-4	7-8	МС
P3 at	100	150	Пески, алевриты, глины	1800-1900	30-35	-	10-100	-	2-3	3-6	МС
P2-3 yr	150	200	Глины, алевриты, пески	1900-2000	30-35	-	25-80	-	2-3	3-6	МС
P2 ll	200	300	Глины	2000	32	-	90-100	-	2-3	6	МС
P1 tbs	300	580	Пески, глины	2200	28	-	60-100	-	2-3	4	МС
K2 gn	580	860	Глины	1900	25	-	90-100	-	3	3-6	МС
K2 br	860	1100	Глины, глины поковидные, опоки	2200	20	-	95-100	-	2	4	М
K2 kz	1100	1150	Глины	2200	20-40	-	50-90	-	3	3-7	МС
K1-2 pk	1150	2070	Песчаники, алевролиты, глины	2200	20-40	-	20-30	-	3	3-7	С
K1 tn	2070	2912	Песчаники, алевролиты, глины	2300	15-30	0,1-2,6	40-60	-	2-3	6	С
K1 st	3750	4130	Песчаники, алевролиты, глины	2400	12-18	0,1-3,5	30-90	-	2-4	4	С

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индексстрати- графи- ческогоподраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Темп-ра в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного			градус	источ- ник полу- чения
			МПа/м на м		источ- ник полу- чения	МПа/м на м		источ- ник полу- чения	Мпа/м на м		источ- ник полу- чения	Мпа/м на м		источ- ник полу- чения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0187	0,0187	ПГФ	-2	РАС
P31atl	100	150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0190	0,0190	ПГФ	-1	РАС
P2-3	150	200	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0194	0,0194	ПГФ	-0.5	РАС
P22llv	200	300	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0160	0,0160	РАС	0,0199	0,0199	ПГФ	-0.5	РАС
Pg1 tb	300	580	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	2	РАС
K2gn	580	860	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0196	0,0196	ПГФ	4	РАС
K2 br	860	1100	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0197	0,0197	ПГФ	24	РАС
K2 kz	1100	1150	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0170	0,0170	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	54	РАС
K2+K1pkr	1150	2070	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,018	0,018	РАС	0,0205	0,0205	ПГФ	87	РАС
K1-2 tn	2070	2912	0,0118	0,0118	РФЗ	-	-	-	0,018	0,018	РАС	0,0220	0,0220	ПГФ	101	РАС
K1 sr	2912	3754	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,019	0,019	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	101	РАС
K1 b	3754	4130	0,0166	0,0166	РФЗ	-	-	-	0,019	0,019	РАС	0,0222	0,0222	ПГФ	110	РАС

Таблица А.5 – Водоносность

Индекс стратиграфи- ческого подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см3	Свободный дебит, м3/сут	Фазовая проницаемость, мДарси	Степень минерали- зации, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)						
Pg2-Pg3	1150	1200	пор.	1,0	1,0	500	0	да
K1-2	1900	1970	пор.	1,01	200,0	300	15,0	нет
K1	2400	2450	пор.	1,01	3,0	20	18,0	нет
K1	2600	2781	пор.	1,01	12,0	30	17,0	нет
J3	3000	3197	пор.	1,02	5,6	10	33,4	нет

Таблица А.6 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, м ³ /т
от	до				
3546	3600	поровый	0,796	4000	100
3635	3694	поровый	0,775	5000	100
3751	3780	поровый	0,788	35000	100

Таблица А.7 - Ожидаемые осложнения и их характеристика.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от(верх)	до(низ)			внутреннего	наружного		
K _{1st} (БУ ₁₆ ⁰)	3232	3252	г/к	3252	-	-	При нарушении технологии вскрытия и испытания продуктивных пластов	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ, снижение удельного веса саПЖ. Увеличение газопоказаний.
K _{1st} (БУ ₁₆ ¹⁻²)	3262	3272	г/к	3272	-	-		
K _{1st} (БУ ₁₇ ¹⁻¹)	3635	3694	г/к	3412	-	-		
K _{1st} (Ач ₅ ²⁻³)	3731	3754	г/к	3622	-	-		

Таблица А.8 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м от (верх) до (низ)		Вид (название) осложнения:	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
Q -P ₁ tbs	0	580	Обвалы стенок скважины. Прихват инструмента. Кавернообразование	При нарушении технологии бурения ММП.
K ₂ gn	580	860	Прихват бурильного инструмента, Поглощение бурового раствора, Кавернообразование	При прохождении высокопроницаемых, трещиноватых пород. При прохождении глинистых пород, при их набухании и обваливании.

Таблица А.9 – Поглощение бурового раствора.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, мз/ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (кгс/см ²)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
P ₁ tbs	580	960	до 3	-	нет	0,0163	0,0170	Повышенная репрессия на пласты, превышение допустимой скорости СПО, отклонение параметров раствора от проектных
K ₂ gn	960	1100	до 5	-	нет	0,0157	0,0160	
K ₂ br	1100	1150	до 5	-	нет	0,0165	0,0174	
K ₁₋₂ pk	1150	2070	до 5	-	нет	0,0170	0,0179	
K ₁ tn	2070	2912	до 5	-	нет	0,0171	0,0176	
K ₁ st	2912	3457	до 5	-	нет	0,0174	0,0179	
K ₁ st (БУ16-17)	3457	3750	до 5	-	нет	0,0181	0,0187	
K ₁ st (ачимовская пачка)	3750	4130	до 5	-	нет	0,0192	0,0198	

Приложение Б Технологическая часть проекта

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-110 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	110	490,0 (19 19/64) GRD311	250	0,65
		Переводник П-177/171	93	0,517
		КЛС 490 МС	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	8560	40
		Переводник П-161/163	90	0,53
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-163/133	87	0,521
		ПК-127х9,19 Л	2036	65
Σ			11735	110

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (110-870 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
110	870	БИТ 393,7 В 419 ТСР	150	0,45
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		КЛС 390 СТ	150	1,46
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	25200,97	807
Σ		37298,97	870	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (870-3500 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
870	3500	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	110	0,39
		К 295 С	114	0,9
		ДРУ-240РС	2350	8,487
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		К 295 С	114	0,9
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5136	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	107346,29	3438
Σ		119359	3500	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (3500-3810 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3500	3810	7 1/2” БТ7716МА-042	48	0,27
		КП-189 СТ	78	0,58
		УБТС2-178	8736	56
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	117128	3752
Σ			126151	3810

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (3546-3600 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3546	3600	БИТ 190,5/100 В 911	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	110905	3552
Σ			116208	3600

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (3635-3694 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3635	3694	БИТ 190,5/100 В 911	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК».3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	113840	3646
Σ			119143	3694

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (3751-3780 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
3751	3780	БИТ 190,5/100 В 911	110	0,39
		СК-178/100«ВОСТОК»3/6	1346	22,2
		Переводник П-161/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Л	116525	3732
Σ			121828	3780

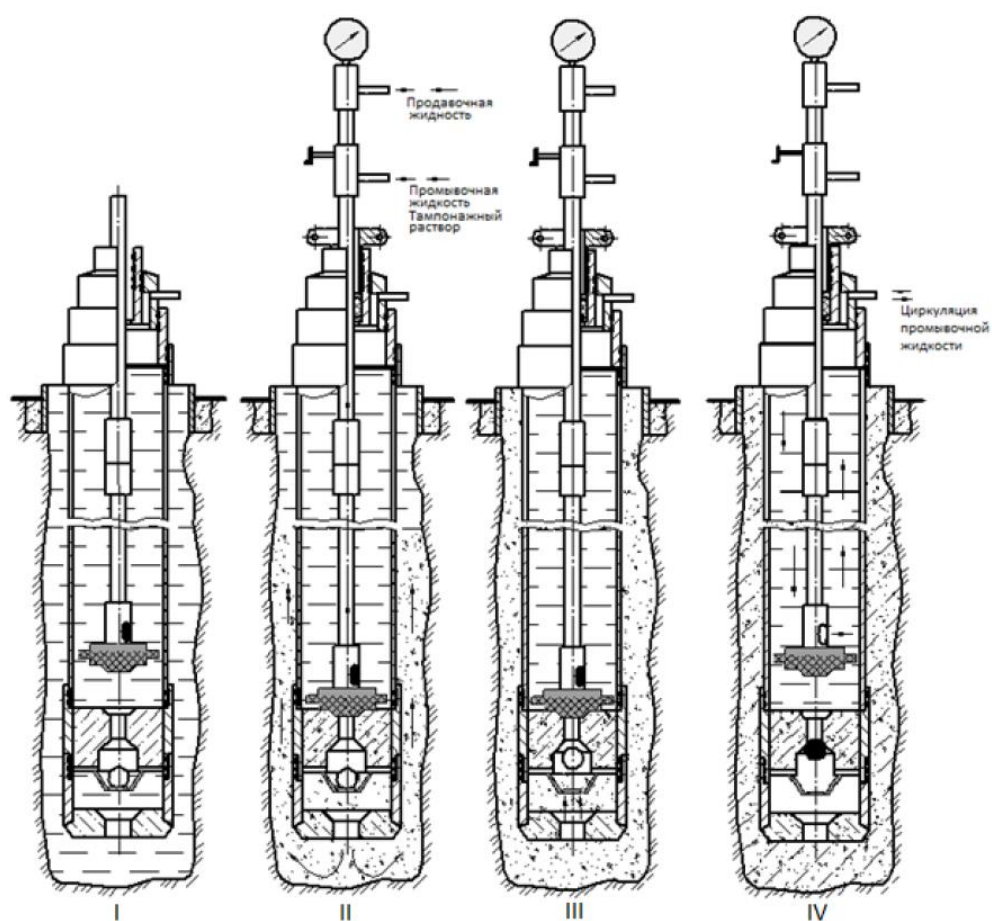
Таблица Б.8 – Расчет потребного количества бурового раствора по интервалам

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
от	До					
0	110	110	490	-	1,4	29,0
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,27$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 16,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 0,4$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 74,0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{бр} = 91,2$
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
110	870	760	393,7	406	1,4	143,8
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 1,6$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 75,7$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 3,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 188,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 269,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_2' = 394,3$
Тех. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	До					
870	3500	2630	295,3	306,9	1,14	269,5
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,19$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 110,8$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 12,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 544,0$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 667,3$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 808,5$
Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³
От	до					
3500	3810	310	190,5	226,7	1,07	150,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{фил} = 0,1$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{ном} = 4,1$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{сно} = 8,2$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 306,5$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{бр} = 318,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 207,4$

Таблица Б.9 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Тех. колонна		Эксплуатационная колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	91,2	3,6	394,3	15,8	363,8	14,6	103,7	4,1	953,1	39
Глинопорошок ПБМБ	Структуро-образователь	1000	5931,2	5,9	4337,1	4,3					10268,4	11
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	91,2	3,6	394,3	15,8	808,5	32,3	207,4	8,3	1501,4	61
Барит	Утяжелитель	1000	18516,0	18,5	95825,5	95,8	189937	189,9	219868	219,9	524147	525
РАС HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25			157,7	6,3					157,7	7
РАС LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25			47,3	1,9					47,3	2
Lubrex	Смазочная добавка	180			1971,4	11,0	3234,1	18,0	829,5	4,6	6035,0	34
ГКЖ-11П	Пеногаситель	250					323,4	1,3	83,0	0,3	406,4	2
Хлорид калия	Ингибитор	1000					80851,6	80,9	12442,7	12,4	93294,3	94
Duovis	Структурообразователь	25					2829,8	113,2	725,8	29,0	3555,6	143
крахмал	Понизитель фильтрации	25					13744,8	549,8	3525,4	141,0	17270,2	691
atren-bio	Бактерицид	25					323,4	12,9	83,0	3,3	406,4	17
молотый мрамор	Кольматант	1000					40425,8	40,4	10368,9	10,4	50794,7	51

Приложение В Специальный вопрос



I – спуск-подъем забойной части; II – промывка скважины и цементирование;
III – проверка герметичности ЦКОДа; IV – технологическая промывка внутри
обсадной колонны

Рисунок В.1 – Последовательность выполнения работ при цементировании
кондуктора с помощью УЦК

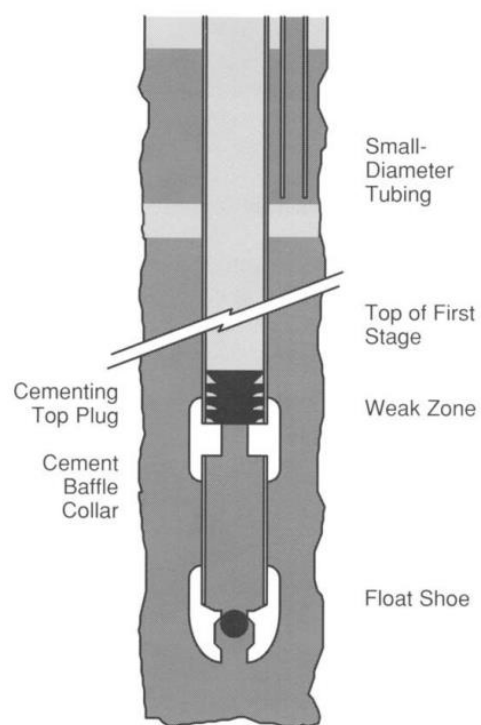
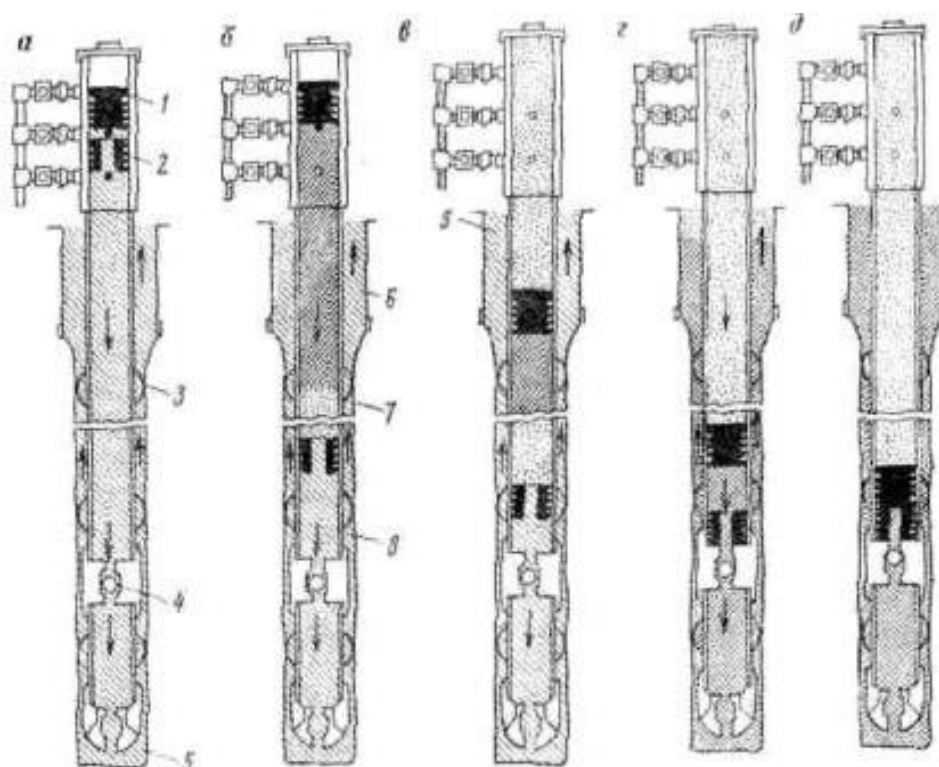
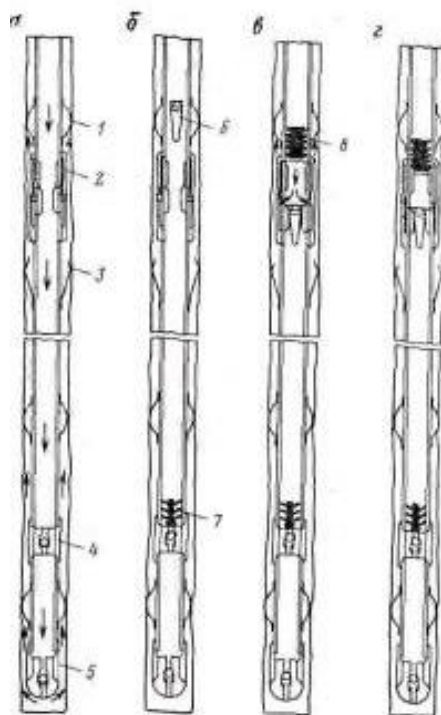


Рисунок В.2 – «Доливочное» цементирование



а – промывка, б – закачивание буферной жидкости и цементного раствора, в, г – вытеснение, д – конечный этап операции; 1, 2 – верхняя и нижняя цементируемые пробки, 3 – центраторы, 4 – обратный клапан, 5 – башмак, 6 – цементный раствор; 7,9 – буферная и продажная жидкости, 8 – первоначальный буровой раствор

Рисунок В.3 – Технологическая схема одноступенчатого цементирования



а – промывка скважины до цементирования, б – первая ступень (цементный раствор вытеснен и открывающая пробка-бомба приближается к муфте МСЦ);

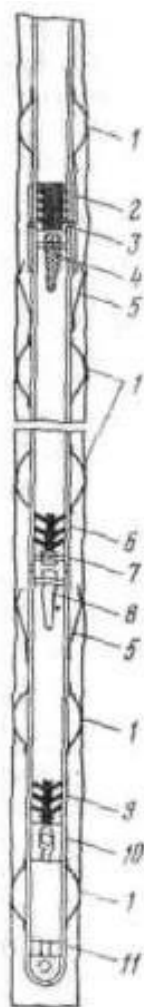
в – вторая ступень (цементный раствор вытеснен и закрывающая пробка приближается к муфте МСЦ); г – цементирование закончено, муфта МСЦ закрыта; 1 – центратор, 2 – устройство для ступенчатого цементирования; 3 –

цементирующая корзина; 4 – обратный клапан; 5 – башмак с обратным

клапаном; 6 – открывающая пробка-бомба; 7 – пробка первой ступени; 8 –

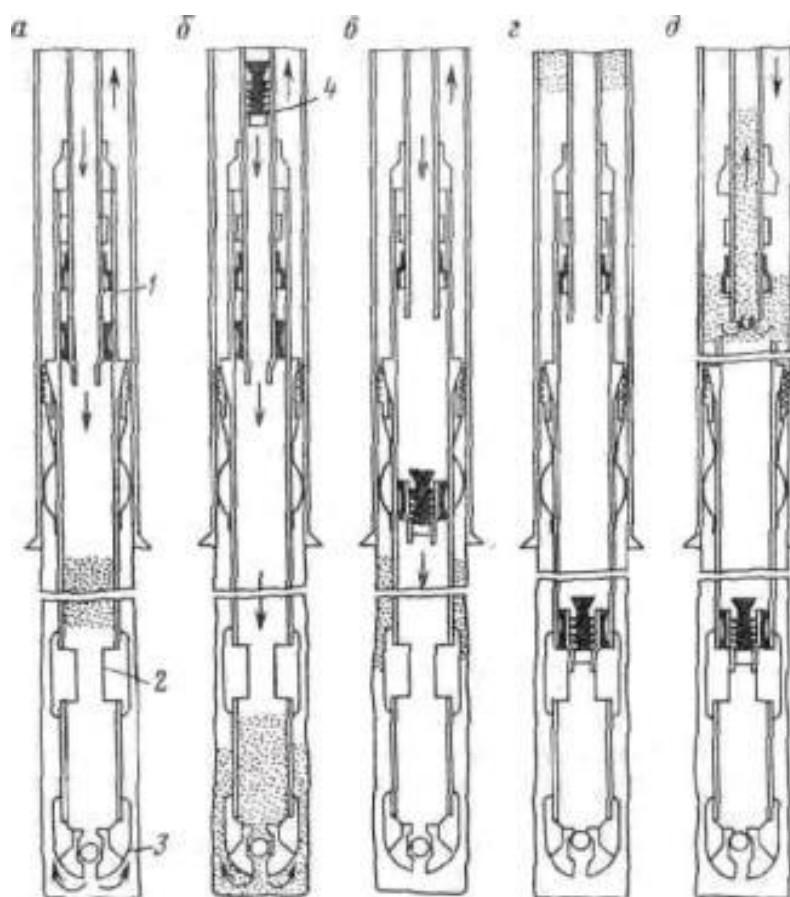
пробка второй ступени

Рисунок В.4 – Технологическая схема двухступенчатого цементирования



1 – центраторы; 2, 6 – закрывающая пробка; 3, 7 – верхняя и нижняя муфты ступенчатого цементированья соответственно; 4 – открывающая пробка; 5 – корзина для цементированья; 8 – открывающая пробка-бомба; 9 – пробка первой ступени; 10 – обратный клапан; 11 – башмак с обратным клапаном

Рисунок В.5 – Технологическая схема трехступенчатого цементированья



а – затворение; б, в – вытеснение; г – окончание операций; д – удаление цементного раствора обратной циркуляцией; 1 – подвеска; 2 – посадочная муфта; 3 – башмак с обратным клапаном; 4 – продавочная пробка

Рисунок В.6 – Схема цементирования хвостовика

Приложение Г Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Таблица Г.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	490,0 (19 19/64) GRD311	0	110	500	0,025	110	0,22	2,8	0,23	2,98
Промывка (ЕНВ)										0,20
Наращивание (ЕНВ)										1,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										12,54
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										18,83
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,94
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого:										19,87
Бурение под кондуктор	БИТ 393,7 В 419 ТСР	110	870	2000	0,029	760	0,38	21,71428571	4,62	26,33
Промывка (ЕНВ)										0,80
Наращивание (ЕНВ)										10,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										39,71
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										82,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										4,12
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого:										86,99
Бурение под техническую колонну	БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	870	3500	4500	0,033	2630	0,58	87,7	9,76	97,42

Промывка (регламент/ЕНВ)										1,15
Наращивание (ЕНВ)										36,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										62,33
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого:										214,97
Ремонтные работы (ЕНВ)										10,75
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого:										226,72
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	3500	3546	3600	0,04	46	0,01	1,84	12,72	14,56
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 911	3546	3600	400	0,2	54	0,14	10,8	52,00	62,80
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	3600	3635	3600	0,04	35	0,01	1,4	13,21	14,61
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 911	3635	3694	400	0,2	59	0,15	11,8	53,96	65,76
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	3694	3751	3600	0,04	57	0,02	2,28	13,77	16,05
Отбор керна	БИТ 190,5/100 В 911	3751	3780	400	0,2	29	0,07	5,8	27,82	33,62
Бурение под эксплуатационную колонну	7 1/2" БТ7716МА-042	3780	3810	3600	0,04	30	0,01	1,2	14,05	15,25
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Наращивание (ЕНВ)										4,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										61,36
ГТИ (ЕНВ)										6,10
Шаблонировка после ГТИ										2,30
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										12,67
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										28,97
Итого:										347,37
Ремонтные работы (ЕНВ)										27,79
Смена вахт (ЕНВ)										6,67

Итого:										381,83
Итого по колоннам:										715,41

Таблица Г.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,3	42,2	2,0	272,2	6,8	946,6	13,4	1845,2
Социальные отчисления, 30%						12,8		82,7		287,8		561,0
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,3	4,4	2,0	28,4	6,8	98,6	13,4	192,3
Социальные отчисления, 30%						1,3		8,6		30,0		58,5
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011	0,3	77,3	2,0	498,1	6,8	1732,0	13,4	3376,4
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732	0,3	437,9	2,0	2822,6	6,8	9815,6	13,4	19134,7
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,0	442,4	6,8	1538,4	9,2	2055,6
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,0	204,1	6,8	709,6	9,2	948,2
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,0	17,5	6,8	61,0	13,4	118,8
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,0	14,9	6,8	51,6	13,4	100,7
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,0	294,4	6,8	1023,9	13,4	1996,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,3	10,4	2,0	66,8	6,8	232,3	13,4	452,9
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,3	30,7	2,0	197,8	6,8	687,7	13,4	1340,6
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,0	10,9	6,8	37,9	13,4	73,8
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,3	51,7	2,0	333,4	6,8	1159,6	13,4	2260,5
Каустическая сода	т	140,3			0,1	12,8	0,4	55,3	0,4	51,0	0,1	14,5
Глинопоршок ПБМБ	т	284,6			5,9	1688,0	4,3	1234,3				
Кальцинированная сода	т	124,8			0,1	11,4	0,4	49,2	0,8	100,9	0,2	25,9
РАС HV	т	738,7					0,2	116,5				

РАС LV	т	681,6					0,0	32,2				
Lubrex	т	472,9					2,0	932,3	3,2	1529,4	0,8	392,3
ГКЖ-11П	т	954,7							0,3	308,7	0,1	79,2
Хлорид калия	т	274,5							80,9	22193,8	12,4	3415,5

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Duovis	т	1249,7							2,8	3536,4	0,7	907,0
Крахмал	т	582,4							13,7	8005,0	3,5	2053,2
Atren-bio	т	791,5							0,3	256,0	0,1	65,7
Молотый мрамор	т	127,9							40,4	5170,5	10,4	1326,2
Барит	т	64,7			18,5	1198,0	95,8	6199,9	189,9	12288,9	219,9	14225
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		3625,3		13914,5		71853,1		57020,3	
Затраты, зависящие от объема работ												
490,0 (19 19/64) GRD311	шт	1985,7			0,2	436,9						
БИТ 393,7 В 419 TCP	шт	1522,0					0,4	578,4				
БИТ 295,3 ВТ 519 УМ	шт	4458,6							0,6	2605,8		
7 1/2” БТ7716МА-042	шт	5254,6									0,05	245,2
БИТ 190,5/100 В 911	шт	4463,0									0,36	1584,4
Калибратор КЛС 490 МС	шт	890,5			0,2	195,9						
Калибратор КЛС 390 СТ	шт	565,4					0,4	214,8				
Калибратор К 295 С	шт	415,5							0,6	242,9		
Калибратор КП-189 СТ	шт	290,3									0,05	13,5
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		632,8		793,2		2848,7		1843,1	
Итого по колоннам, руб			8749,8		4258,1		14707,7		74701,8		58863,4	
Всего по сметному расчету, руб			161280,7									

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость, единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,5	67,5	1,7	213,7	2,6	335,4	2,6	330,2
Социальные отчисления, 30%				20,5		65,0		102,0		100,4
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,5	6,1	1,7	19,2	2,6	30,1	2,6	29,7
Социальные отчисления, 30%				1,8		5,8		9,2		9,0
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,5	3,9	1,7	12,5	2,6	19,6	2,6	19,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,5	132,1	1,7	418,4	2,6	656,7	2,6	646,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,5	748,5	1,7	2371,2	2,6	3721,4	2,6	3663,9
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,5	72,5	1,7	229,8	2,6	360,7	2,6	355,1
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,5	4,6	1,7	14,7	2,6	23,1	2,6	22,8
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,5	88,4	1,7	280,1	2,6	439,6	2,6	432,8
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,5	9,6	1,7	30,4	2,6	47,8	2,6	47,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,5	17,7	1,7	56,1	2,6	88,1	2,6	86,7
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	шт	142,57	1,0	142,6						
БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	шт	74,77			1,0	74,8				
БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	шт	56,93					1,0	56,9		
БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	шт	75,4							1,0	75,4
ЦПП-426/490 («НефтьКам»)	шт	45,1	11,0	496,1						
ЦПП-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			33,0	1141,8				
ЦПП-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					94,0	1823,6		
ЦТ-146/190 («НефтьКам»)	шт	16,5							102,0	1683,0
ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	шт	398,94	1,0	398,9						
ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	шт	99							1,0	99,0
ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	шт	126,4	1,0	126,4						
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	шт	59,15			1,0	59,2				

ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	шт	30,12					1,0	30,1		
ПРП-Ц-В/Н-146 («Уралнефтемаш»)	шт	21,5							2,0	43,0
Головка цементирующая ГЦУ-426	шт	2845	1,0	2845,0						
Головка цементирующая ГЦУ-324	шт	2550			1,0	2550,0				

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Головка цементируочная ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементируочная ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			5248,0		7803,7		10365,2		9636,0	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	м	37,21	110,0	4093,1						
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53			870,0	24821,1				
Обсадные трубы 245х8,9 Е	м	23,1					3500,0	80850,0		
Обсадные трубы 146х10,7 Е	м	19,4							3810,0	73914,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	10,4	788,3				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-100	т	47,3			24,5	1158,9	41,8	1977,1	7,4	350,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-II-150	т	88,7					7,6	674,1	6,9	612,0
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опресовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Итого затрат зависящих от объема бурения, руб			5309,8		28160,4		85858,3		77221,2	
Всего затрат, руб			196549,6							
Всего по сметному расчету, руб			229602,5							

Таблица Г.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	126 990	2 181 378,45
	Итого по главе 1	126 990	2 181 378,45
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	79 072	6 644 894,59
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	953 892,64
	Итого по главе 2	90 423	7 598 787,23
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	161 281	13 553 388,52
3.2	Крепление скважины	229 602	19 294 873,80
	Итого по главе 3	390 883	32 848 262,32
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	75 509	6 345 468,53
	Итого по главе 4	75 509	6 345 468,53
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	51 303	4 311 310,39
	Итого по главе 5	51 303	4 311 310,39
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 740	986 607,83
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	870	73 082,06
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 728 648,92
	Итого по главе 6	45 080	3 788 338,81
	ИТОГО прямых затрат	780 188	57 073 545,73
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	156 038	11 414 709,15
	Итого по главе 7	156 038	11 414 709,15
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	74 898	5 479 060,39
	Итого по главе 8	74 898	5 479 060,39
	ИТОГО по главам 1-8	1 011 124	73 967 315,26
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	247 725	18 121 992,24
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 489	3 254 561,87
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 131	2 204 225,99
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	8 700 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	3 100 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	45 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	48 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	1 500 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	154 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	185 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	38 000,00
	Итого прочих работ и затрат	322 346	38 220 780,11
	ИТОГО по гл 1-9	1 333 470	112 188 095,37

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 022	147 934,63
	Итого по главе 10	2 022	147 934,63
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	66 775	5 541 801,50
	Итого по главе 12	66 775	5 541 801,50
ИТОГО		1 402 267	117 877 831,50
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			117 877 831,50
НДС (20%)			23 575 566,30
ВСЕГО с учетом НДС			141 453 397,80

Приложение Д Социальная ответственность

Таблица Д.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на роторной площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Повышенный уровень общей и локальной вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 31192.2-2005 Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах ГОСТ 31319-2006 Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. Требования к проведению измерений на рабочих местах
Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
Движущиеся части и механизмы; подвижные части производственного оборудования	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности ГОСТ 12.4.026-2015 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 Режимы труда и отдыха работающих в нагревающем микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение твердых, сыпучих, жидких объектов на работающего	Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	Приказ Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 16 ноября 2020 года N 782н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте»