

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 2970 МЕТРОВ НА ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Индекс УДК 1: 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2970)(571.51)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–2Б7В	Надыршин Дмитрий Игоревич		

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	—		

Томск – 2022 г.

РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код результата	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
З-2Б7В	Надыршин Дмитрий Игоревич

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край)	
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 газонефтяном 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 современной цементировочной техники.

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 современной цементировочной техники	
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
3–2Б7В	Надыршин Дмитрий Игоревич		

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 современной цементировочной техники	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	Надыршин Дмитрий Игоревич

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

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	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	Надыршин Дмитрий Игоревич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7В	Надыршин Дмитрий Игоревич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2970 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край)

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 газонефтяном 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: – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Повышенный уровень вибрации; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; – Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током; – Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты.

	Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: – виброизоляционные элементы одежды; – 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, буровой раствор, фильтрат бурового раствора).</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 (взрывы) на производственном объекте, геофизические опасные явления, аварии с выбросом химически опасных веществ, метеорологические опасные явления, внезапное обрушение сооружений, природные пожары.</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	Надыршин Дмитрий Игоревич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 8 рисунков, 32 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, цементирующая установка, цементирующий агрегат.

Объектом ВКР служит разведочная вертикальная скважина глубиной 2970 метров на газонефтяном месторождении.

Целью данной работы является – проектирование технологических решений для бурения вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 метров на газонефтяном месторождении.

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 современной цементирующей техники.
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).

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 – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

СКЦ – станция контроля цементирования;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируемый агрегат.

Содержание

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.....	20
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	20
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	20
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	21
2.3.1 Выбор способа бурения.....	21
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	21
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото.....	24
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	24
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	25
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	26
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	28
2.3.8 Обоснование типов и компонентов состава буровых растворов.....	30
2.3.9 Разработка гидравлической программы промывки скважины	33
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	37
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины	37

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	37
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	42
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	43
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	45
2.5 Выбор буровой установки.....	48
3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ТЕХНИКИ»	50
3.1 Традиционная цементировочная техника.....	50
3.1.1 Цементировочный агрегат	50
3.1.2 Цементосмесительные машины	51
3.1.3 Осреднительные установки	51
3.1.4 Блок манифольда.....	52
3.1.5 Станция контроля цементирования	52
3.2 Современная цементировочная техника.....	53
3.2.1 Резервуары для хранения	53
3.2.2 Система мерных баков	54
3.2.3 Уравнильные резервуары	56
3.2.4 Цементосмесительное устройство	56
3.2.5 Типы цементировочных установок.....	59
3.2.6 Выводы по разделу	60
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1 Планирование исследовательских работ.....	61
4.1.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	61
4.1.2 Линейный календарный график выполнения работ.....	63
4.2 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой	

отрасли	64
4.3 Вывод по разделу	65
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	67
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	67
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	68
5.2 Производственная безопасность	69
5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	69
5.3 Экологическая безопасность.....	72
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	75
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	75
5.5 Выводы по разделу	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	77
Список литературы	79
Приложение А	83
Приложение Б.....	92
Приложение В	97
Приложение Г	103
Приложение Д	111

ВВЕДЕНИЕ

Проектирование скважин сопряжено с большим уровнем неопределенности, поскольку по простиранию свойства горных пород и их состав могут меняться. При бурении разведочных скважин этот уровень неопределенности еще выше, т.к. информации о площади, на которой сооружается скважина, собрано минимальное количество. И бурение разведочных скважин – это один из способов получения информации о разрезе. При проектировании необходимо учесть вероятность осложнений и предусмотреть превентивные мероприятия для обеспечения максимально эффективного и экономически выгодного бурения.

Разрез скважины представлен горными породами, свойственными для Восточной Сибири: алевролитами, ангидритами, доломитами, интрузивными долеритами, каменной солью, известняками, аргиллитами и песчаниками. По механическим свойствам горные породы изменяются от средних по твердости до крепких, что определяет выбор породоразрушающего инструмента и параметры режима бурения. В разрезе выделены два нефтяных и два газовых продуктивных пласта, при этом они все должны быть вскрыты скважиной, т.к. она имеет разведочный статус.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2970 м на газонефтяном месторождении с учетом данных горно-геологических условий.

Темой специального вопроса обозначен анализ современной цементировочной техники. В настоящее время прогресс затронул не только сферу бурения, но и крепления скважин. Традиционные схемы обвязки теряют актуальность, поскольку существуют новые более технологичные единицы техники. Для повышения качества цементирования необходимо рассмотреть существующие варианты.

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
0-1200	1,30
1200-1605	1,25
1605-2410	1,20
2410-3000	1,15

Таблица 1.2 – Механические свойства горных пород по интервалам

Интервал, м	Категория пород по промышленной классификации	Абразивность
0-560	С	4
560-1000	СТ	2-5,5
1000-1140	К	8,0
1140-2210	СТ	2-5,5
2210-2290	К	8,0
2290-3000	Т	4,5-9

Таблица 1.3 – Градиенты давлений по интервалам

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Градиент, МПа на м	
	от (верх)	до (низ)	Пластового давления	Гидроразрыва пород
Є _{2-3ev}	10	560	0,0100	0,0149
Є _{1-2 lit} - Є _{1 an}	560	1200	0,0108	0,0154
Є _{1 bul}	1200	1265	0,0100	0,0149
Є _{1 bls}	1265	1810	0,0104	0,0152
Є _{1 us}	1810	2410	0,0110	0,0156
Венд	2410	2930	0,0100	0,0179
Р	2930	3000	0,0097	0,0177

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				
V, vn	2880	2920	нефть	-	55	-
Рифей	2930	2940	нефть	710,0	135	19,38
V, ktq	2580	2610	газ	0,84	35	-
V, vn	2840	2880	газ	0,74	15	-

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	
Є _{2-3ev}	40	560	Поглощение бурового раствора
Є _{1 an}	990	1150	
Є _{1 bul}	1200	1265	
Є _{1 bls₁}	1730	1770	
Є _{1 us}	2200	2300	
V, ktq	2580	2650	
V, vn	2840	2920	
Рифей	2930	2950	
Є _{2-3 ev}	0	220	Нефтегазоводопроявление
Є _{1 bul}	1200	1265	
Є _{1 bls₁}	1730	1770	
Є _{1 us}	2310	2350	
V, ktq	2580	2610	
V, osk	2620	2650	
V, vn	2840	2920	
R	2930	2950	
Q – Є _{2-3ev}	0	40	Осыпи
V vn	2815	2930	Осыпи, сальникообразование
Є _{1-2 lit} - Є _{1 an}	560	1200	Кавернообразование
Є _{1 bls}	1265	1605	
Є _{1 us}	1810	2410	

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.

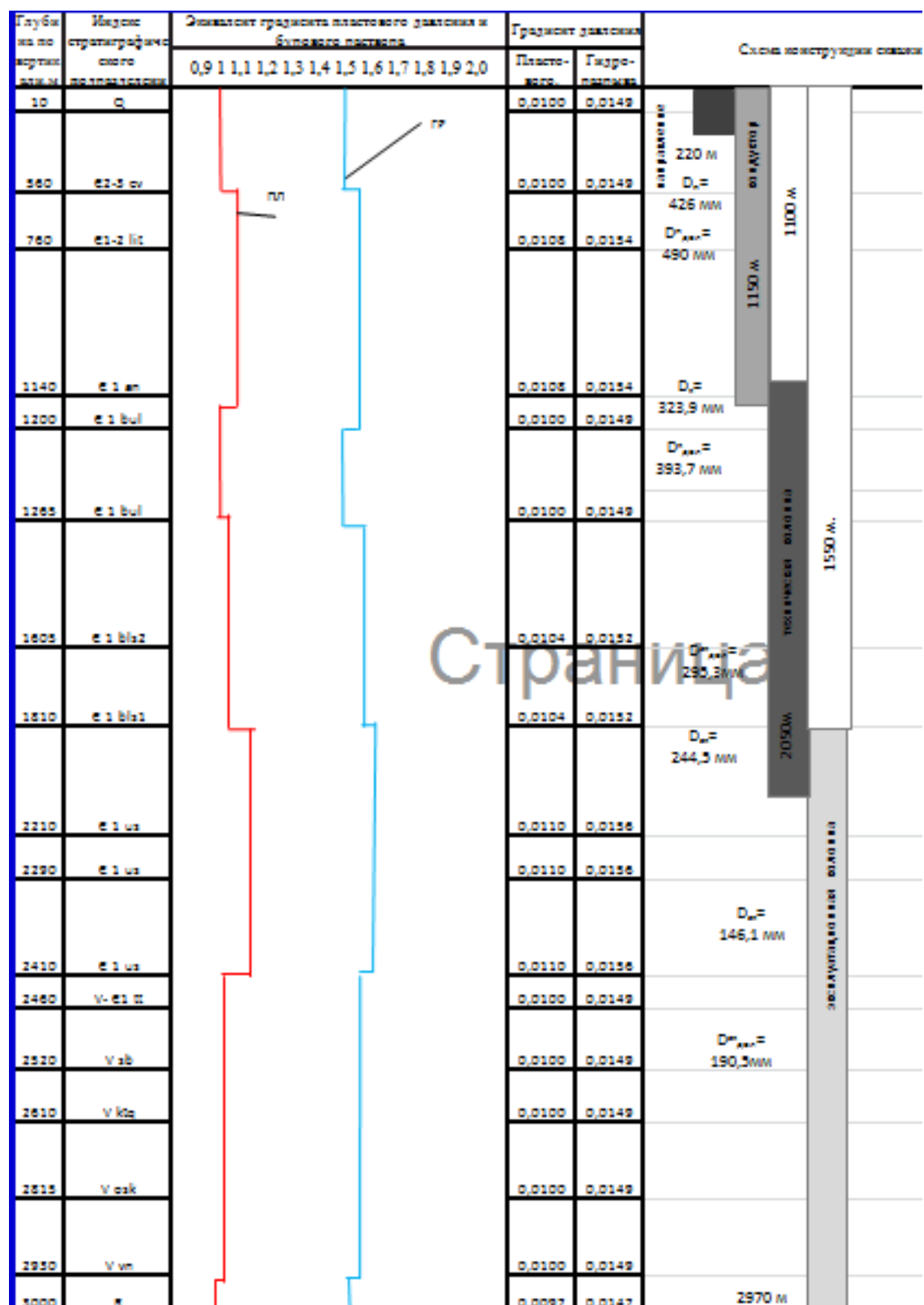


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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 10 м четвертичные отложения, а так же с учетом зон поглощения до полной потери циркуляции то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 220 м.

В моём варианте имеется четыре пласта: два с нефтью и два с газом, поэтому необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение (таблица 2.1). Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать дополнительную промежуточную (техническую) колонну до глубины 2050 м, так как до этого значения глубины имеется пласт, с солевыми отложениями. С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 2050 м и достаточно спустить на глубину 1150 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора и эксплуатационной колонны

Имя пласта	V osk	V vn	V ktq	V vn
Глубина кровли продуктивного пласта, м $L_{кр}$	2880	2930	2580	2840
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м ($\Gamma_{пл}$)	0,1060	0,1060	0,112	0,112
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м ($\Gamma_{грп}$)	0,154	0,154	0,159	0,159
Плотность нефти, кг/м ³ (ρ_n)	710	710	-	-
Относительная плотность газа по воздуху, (γ)	-	-	0,84	0,74
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм ($P_{пл}$)	305,28	310,58	288,96	318,08
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм ($P_{гр}$)	-	-	297,33	325,95
Значение параметра e^s	-	-	1,06	1,06
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	-	-	272,23	300,01
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м ($L_{конд\ min}$)	1350	1380	1870	2050
Требуемый запас	1,09	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина, м	2050			

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 2970 м

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 220 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1150 м.

Техническая колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины на 1550 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины и на 500 м для газовой скважины. Так как имеется газовый пропласт интервал цементирования будет составлять 2970 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 30,68 МПа.

Следовательно, проектируется ОП6-350/80х35 ГОСТ 13862-90 (350 – диаметр условного прохода ОП, мм; 80 – диаметр условный прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа) состоящее из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Также выбирается колонная головка – ОКК2-35-140(146)х245х324 К1 ХЛ (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 для разрушения средних по твердости горных пород и вращения долота большого диаметра требуется высокий крутящий момент. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. 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	220	Роторный
220	1150	ВЗД
1150	2050	ВЗД
2050	2970	ВЗД
2580	2610	Роторный
2840	2920	Роторный
2930	2940	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 трехшарошечное долото для интервала бурения под направление и PDC для интервалов бурения под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот и калибраторов приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Типы долот по интервалам бурения

Интервал		0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Шифр долота		490,0 (19 19/64) GRDP545	393,7 FD816MH	Y10-295,3 ST- 4TK	Y8-190,5 ST-3TK
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		C	C+CT+K	CT	CT+T+K
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 177	3 152	3 117
	API	7 5/8	6 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,5	0,45	0,4	0,35
Масса, кг		290	130	85	30
Нагрузка, тс (Г)	Рек.	5–15	5–10	5–10	4–8
	Макс.	15	10	10	8
Частота вращения, об/мин (п)	Рек.	40–600	80–400	80-220	80-220
	Макс.	600	400	220	220

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото марки C (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC марки C+CT+K (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними, средне-твердыми и крепкими горными породами.

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

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC марки CT+T+K (по типу горных пород), которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на

долото. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми, твердыми и крепкими горными породами.

Калибратор включается в компоновку низа бурильной колонны над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы, так как при бурении трехшарошечными долотами скважина в поперечном сечении имеет сложную форму. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Характеристики калибраторов по интервалам бурения

Интервал		0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Шифр калибратора		З-К490,0 СТ	2-КА385,0 СТК	2-КА290,0 СТК	10КСИ187,3 СТК
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С спиральными лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	385	290	187,3
Тип горных пород		С	С+СТ	СТ+К	СТ+Т+К
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171	H152/M152	H117/M117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,07	0,825	0,722	0,48
Масса, кг		450	252,2	170,5	54

1. Для бурения интервала под направление 0-220 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 220-1150 м с PDC долотом, планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними, средне-твердыми и крепкими горными породами.

3. Для бурения интервала под техническую колонну 1150-2050 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и

обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми горными породами.

4. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 2050-2970 м с PDC долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средне-твердыми, твердыми и крепкими горными породами.

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

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 2.5.

Таблица 2.5 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Исходные данные				
Диаметр долота, см (D_d)	49	39,37	29,53	19,05
Предельная нагрузка, тс ($G_{пред}$)	15	10	10	8
Результаты проектирования				
Допустимая нагрузка, тс ($G_{доп}$)	12	8	8	6,4
Проектируемая нагрузка, тс ($G_{проект}$)	5	4	8	5

Для всех интервалов бурения осевые нагрузки выбираются 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.

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.

Результаты расчета представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Исходные данные					
Скорость, м/с (V_d)		1,5	1,8	2	1,5
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования					
Частота вращения n_1 , об/мин		58	87	129	150
Статистическое значение частоты вращения $n_{\text{стат}}$, об/мин		40-60	100-160	100-180	140-200
Частота вращения $n_{\text{проект}}$, об/мин		58	100	129	150

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.

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 70 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 47 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 30 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Исходные данные				
Диаметр долота, м (D_d)	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
Коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м ² забоя (К)	0,45	0,4	0,35	0,3
Коэффициент кавернозности (K_k)	1,30	1,30	1,23	1,15
Критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с ($V_{кр}$)	0,12	0,12	0,11	0,1
Механическая скорость бурения, м/ч (V_m)	30	25	25	20
Диаметр буровых труб, м ($d_{бт}$)	0,127	0,127	0,127	0,127
Максимальный внутренний диаметр насадки, м ($d_{нmax}$)	0,0238	0,0127	0,0079	0,0064
Число насадок (п)	3	8	10	8
Минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с ($V_{кпmin}$)	0,5	0,5	0,75	1
Разница плотностей раствора со шламом и бурового раствора, г/см ³ ($\rho_{см} - \rho_p$)	0,02	0,02	0,02	0,02
Плотность бурового раствора, г/см ³ (ρ_p)	1,12	1,21	1,18	1,18
Плотность разбуриваемой породы, г/см ³ (ρ_p)	2,6	2,6	2,75	2,7
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	85	49	24	9
Q_2 , л/с	137	72	43	14
Q_3 , л/с	88	55	42	16
Q_4 , л/с	42	60	47	30
Области допустимого расхода бурового раствора, л/с	42-137	49-72	24-47	9-30
Запроектированные значения расхода бурового раствора, л/с	45	70	47	30

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.

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		0-220	220-1150	1150-2050	2050-2970
Исходные данные					
Диаметр долота (D_d)	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Нагрузка, кН (G_{oc})			39	78	49
Расчетный коэффициент, $H^*_{м}/кН$ (Q)			1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
Диаметр забойного двигателя, мм ($D_{зд}$)		-	315	236	152
Момент необходимый для разрушения горной породы, $H^*_{м}$ (M_p)		-	2110	3046	1290
Момент необходимый для вращения ненагруженного долота, $H^*_{м}$ (M_o)		-	197	148	95
Удельный момент долота, $H^*_{м}/кН$ ($M_{уд}$)		-	49	37	24

Для интервала бурения 220-1150 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДГР-240М.7/8.55, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 1150-2050 метров (интервал бурения под техническую колонну) выбирается винтовой забойный двигатель Д1-240М, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2050-2970 метров (интервал бурения под эксплуатационную колонну) проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-165.7/8.49, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых и крепких горных пород.

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
Д-240РС	220-1150	240	10,61	2670	30-75	35-110	21,67	78-245
Д1-240М	1150-2050	240	7,228	1842	30-50	84-144	9,0-12,0	56-136
ДГР-165.7/8.49	2050-2970	165	8,652	1015	17-38	70-160	10,0-15,5	211

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Бурильная колонна состоит из следующих элементов: утяжеленных бурильных труб, стальных бурильных труб, ведущей бурильной тубы, резьбовых переводников.

Компоновки низа бурильной колонны приведены в приложении Б1-Б7.

Табличное значение $Q_{\text{ТК}}$ для труб 127 мм группы прочности «Е» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 148 и 155 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{\text{тк-300}} = 148 \cdot 0,9 = 133,2 \text{ т}$$

$$Q_{\text{тк-400}} = 155 \cdot 0,9 = 139,5 \text{ т}$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности:

$$N_{300} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{133,2}{97,71} = 1,36 > 1,15$$

$$N_{400} = \frac{Q_{\text{ТК}}}{Q_{\text{КНБК}} + Q_{\text{б.т.}}} = \frac{139,5}{97,71} = 1,43 > 1,15$$

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)
бурение	0	220	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	186,98	5,838	12,16	1,86	8,07	>10	>10
бурение	220	1150	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	1114	34,78	42,53	1,48	3,19	3,13	3,28
бурение	1150	2050	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	1993	62,22	73,39	1,56	2,57	1,81	1,90
бурение	2050	2970	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	2929	91,43	97,52	2,09	1,53	1,37	1,43
отбор керна	2580	2610	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	2563	80,02	86,03	2,71	1,88	1,55	1,62
отбор керна	2840	2920	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	2873	89,70	95,71	2,44	1,69	1,39	1,46
отбор керна	2930	2940	ПК 127х9	127	Е	9,19	3-162-92	2893	90,33	96,33	2,43	1,68	1,38	1,45

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:

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

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 $L > 1200 \text{ м}$ $k \geq 1,05$)

$P_{\text{пл}}$ – 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 0-220 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,2 \cdot 0,0102 \cdot 10^6}{9,81} = 1248 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Кондуктор, интервал 220-1150 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,13 \cdot 0,011 \cdot 10^6}{9,81} = 1269 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Техническая колонна, интервал 1150-2050 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,11 \cdot 0,112 \cdot 10^6}{9,081} = 1270 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

Эксплуатационная колонна, интервал 2050-2970 м:

$$\rho_{\text{бр}} = \frac{1,06 \cdot 0,0112 \cdot 10^6}{9,81} = 1217 \left[\frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \right];$$

При бурении направления по пласту Q - Є2-3 ev, породы находятся Супеси, суглинки, возможны рыхлые нецементированные породы.

Алевролиты с прожилками и гнездами, неравномерная доломистость. Возможно полное поглощение раствора, а также осыпание слабосцементированных терригенных пород.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. В качестве утяжелителя применяют барит.

Примерный компонентный состав бентонитового бурового раствора приведен в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Примерный компонентный состав бентонитового растворов

Наименование реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Глинопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	65
Сода кальцинированная	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1
Барит	Утяжелитель	Увеличение плотности бурового раствора	248

После приготовления бентонитовый раствор обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Примерные технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,248
Условная вязкость, с	50-60
Содержание песка, %	<2

В интервале под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну располагаются пласты ϵ 2-Зев - ϵ 1us, в которых залегают породы доломиты, Алевролиты, Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль, Известняки. Возможное проявление ГНВП в виде воды, возможно поглощение до 6 м³/час присутствует каверн-трещин. Из-за присутствия солей был выбран минерализованный глинистый буровой раствор. Среднеминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении надсолевой толщи при возникновении обвалов и затяжек и в зоне вечной мерзлоты. При приготовлении данных растворов следует использовать кальциевые и натриево-кальциевые бентонитовые глины для минимизации воздействия солей, а также солестойкие понизители фильтрации из ряда эфиров целлюлозы.

Примерный компонентный состав минерализованного бурового раствора приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Примерный компонентный состав минерализованного растворов

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, снижение фильтрации	80-100
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Высоковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	75
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	3-5
Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Утяжелители	Регулирование плотности, коагуляция каналов	В соответствии с проведенным расчетом

Для интервала под кондуктор требуется утяжеление бурового раствора баритом с концентрацией 238 кг/м³.

Для интервала под техническую колонну требуется утяжеление бурового раствора баритом с концентрацией 239 кг/м³.

Для интервала под эксплуатационную колонну требуется утяжеление бурового раствора баритом с концентрацией 155 кг/м³.

После приготовления минерализованные растворы обеспечивают технологические свойства, представленные в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Примерные технологические свойства минерализованного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	
Кондуктор	1269
Техническая колонна	1270
Эксплуатационная колонна	1217
Условная вязкость, с	25-60
Пластическая вязкость, сПз	10-25
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5
рН	8-9
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.

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 2.15, 2.16, 2.17.

Таблица 2.15 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	220	БУРЕНИЕ	0,198	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15	86,6	254
Под кондуктор									
220	1150	БУРЕНИЕ	0,504	0,058	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	11	92,4	450,1
Под техническую колонну									
1150	2050	БУРЕНИЕ	0,648	0,069	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	10	8	94	312,9
Под эксплуатационную колонну									
2050	2970	БУРЕНИЕ	1,504	0,106	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4 4	7 8	85,2	157,8
2580	2610	ОТБОР КЕРНА	1,002	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	91
2840	2920	ОТБОР КЕРНА	1,002	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	91
2930	2940	ОТБОР КЕРНА	1,002	0,071	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	6	79,2	91

Таблица 2.16 – 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	220	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	170	203,3	1	70	22,96	45,92
220	1150	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	122	35,14	70,27
1150	2050	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	95	160	232,7	1	82	23,62	47,23
2050	2970	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	105	30,24	30,24
2580	2610	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2840	2920	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16
2930	2940	ОТБОР КЕРНА	УНБТ-950	1	95	160	232,7	1	70	20,16	20,16

Таблица 2.17 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	220	БУРЕНИЕ	74,2	55,3	0,0	8,7	0,1	10,0
220	1150	БУРЕНИЕ	228,7	64,0	52,0	101,5	1,1	10,0
1150	2050	БУРЕНИЕ	212,5	66,2	50,0	82,5	3,8	10,0
2050	2970	БУРЕНИЕ	217,7	52,2	90,0	47,0	18,6	10,0
2580	2610	ОТБОР КЕРНА	96,3	45,1	0,0	34,6	11,5	5,0
2840	2920	ОТБОР КЕРНА	100,4	45,1	0,0	36,9	13,3	5,0
2930	2940	ОТБОР КЕРНА	100,6	45,1	0,0	37,0	13,4	5,0

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

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

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

В таблице 2.18 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна

Таблица 2.18 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2580-2610 2840-2920 2930-2940	У9-190,5/80 SC-3T СК-172/80РС	3	40	20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Исходные данные к расчету представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1020
Плотность облепченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр}}$ обл, кг/м ³	1400	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	710	Глубина скважины, м	2970
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	1550	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	470
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	1980

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

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

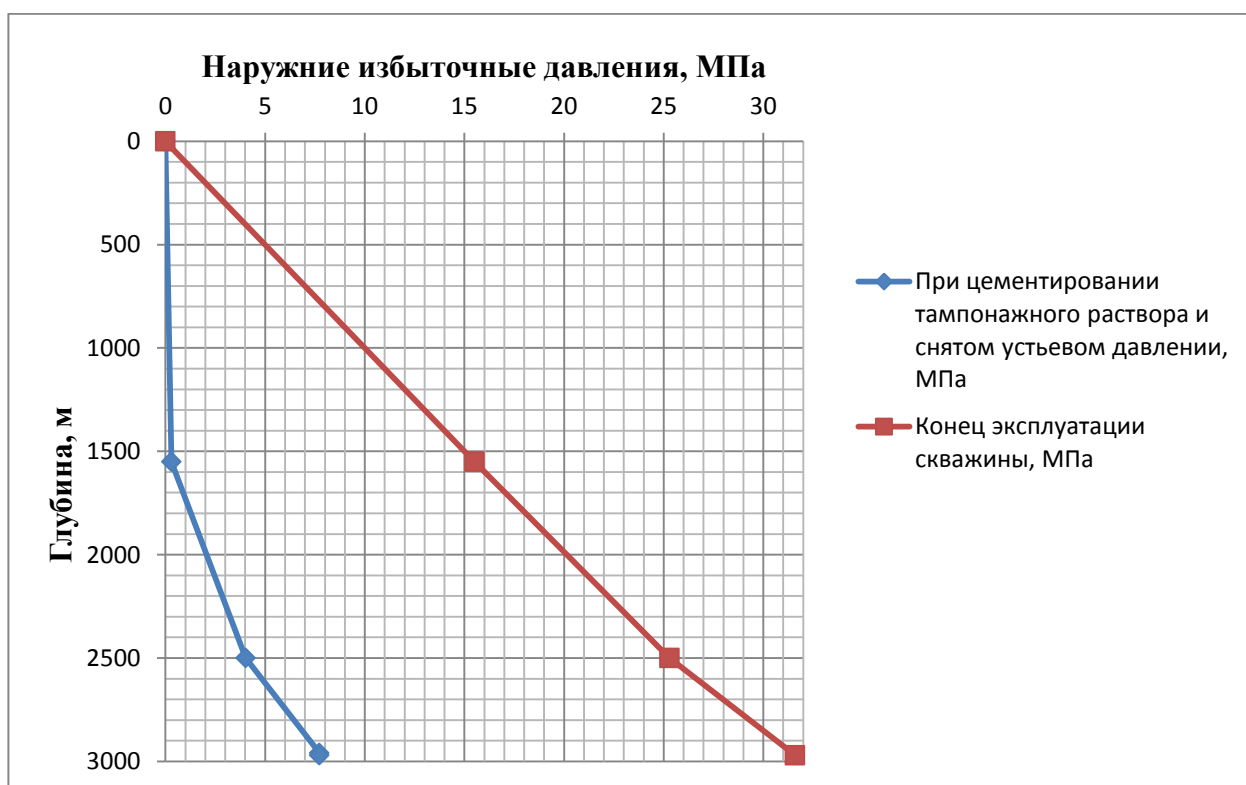


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

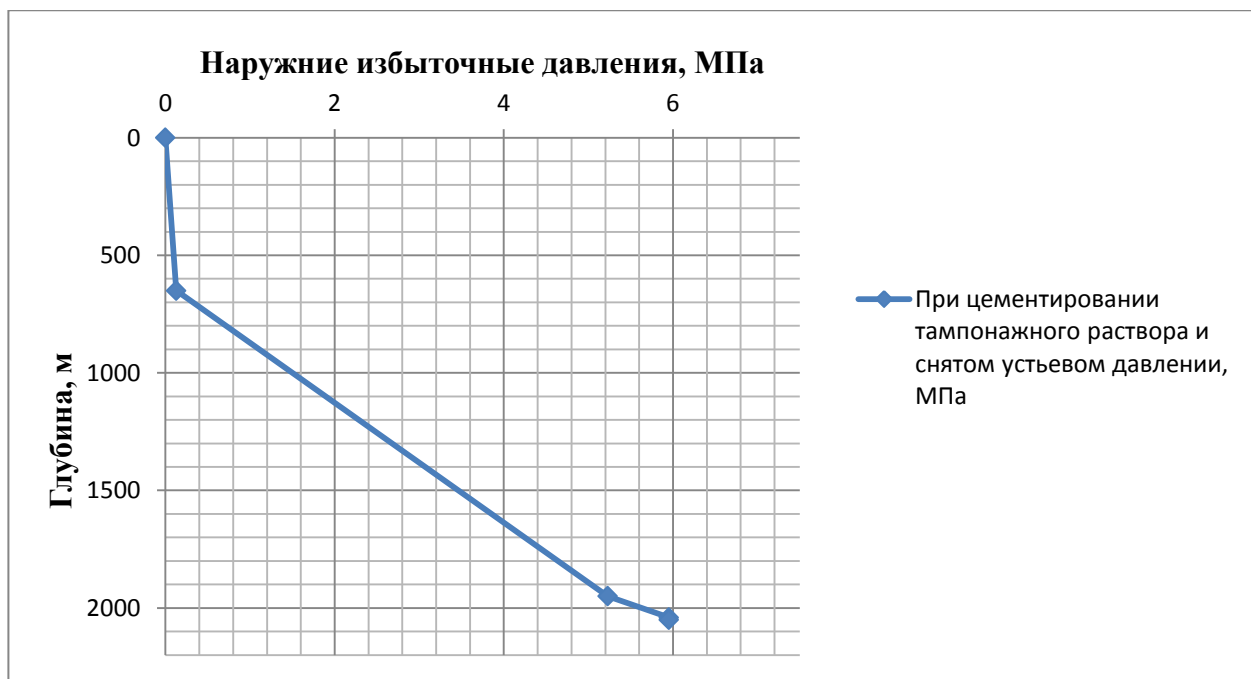


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений технической колонны

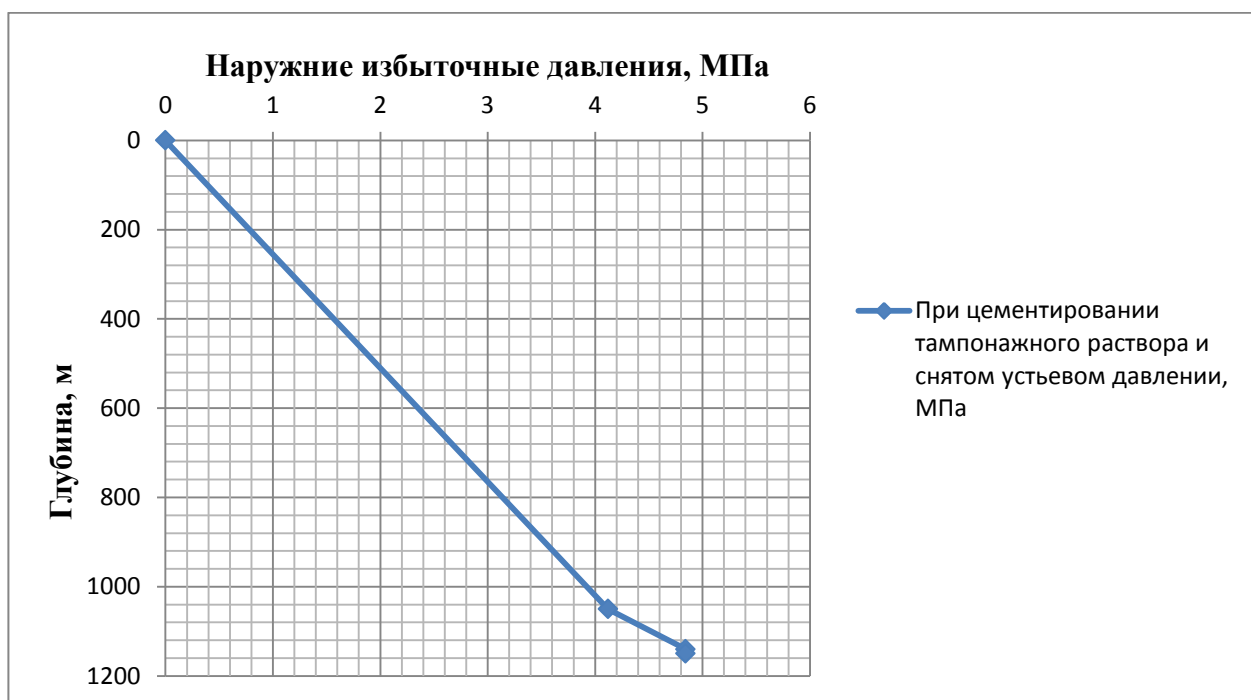


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

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 продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной 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 хвостовика, эксплуатационной колонны и кондуктора соответственно.

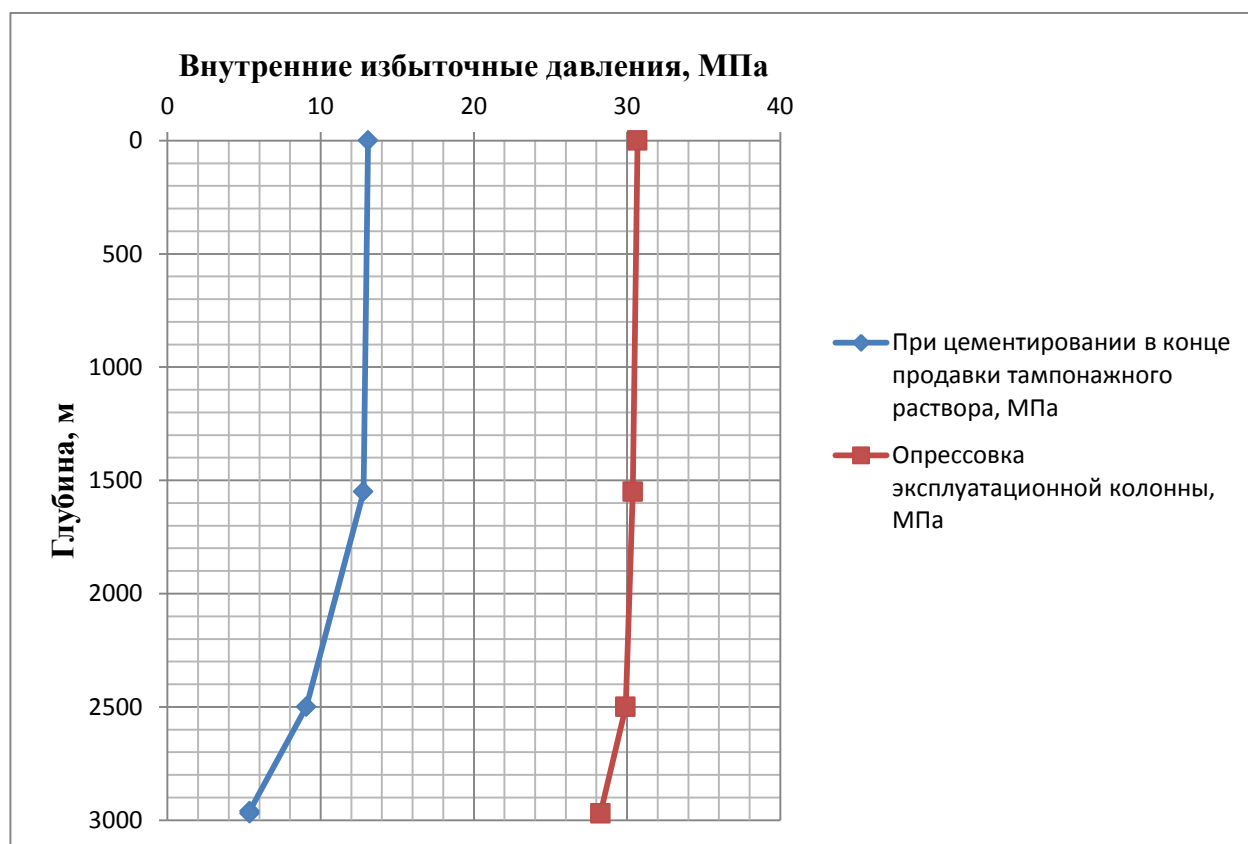


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны

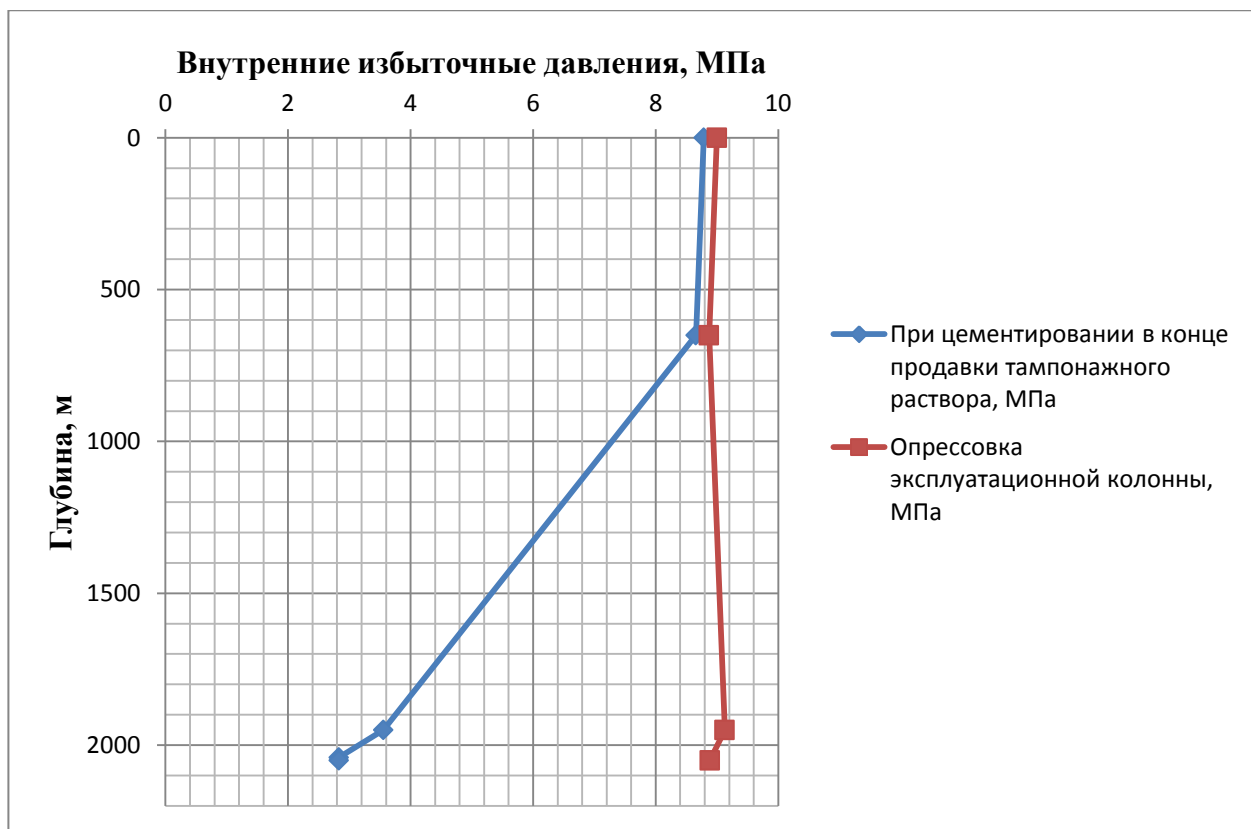


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений технической колонны

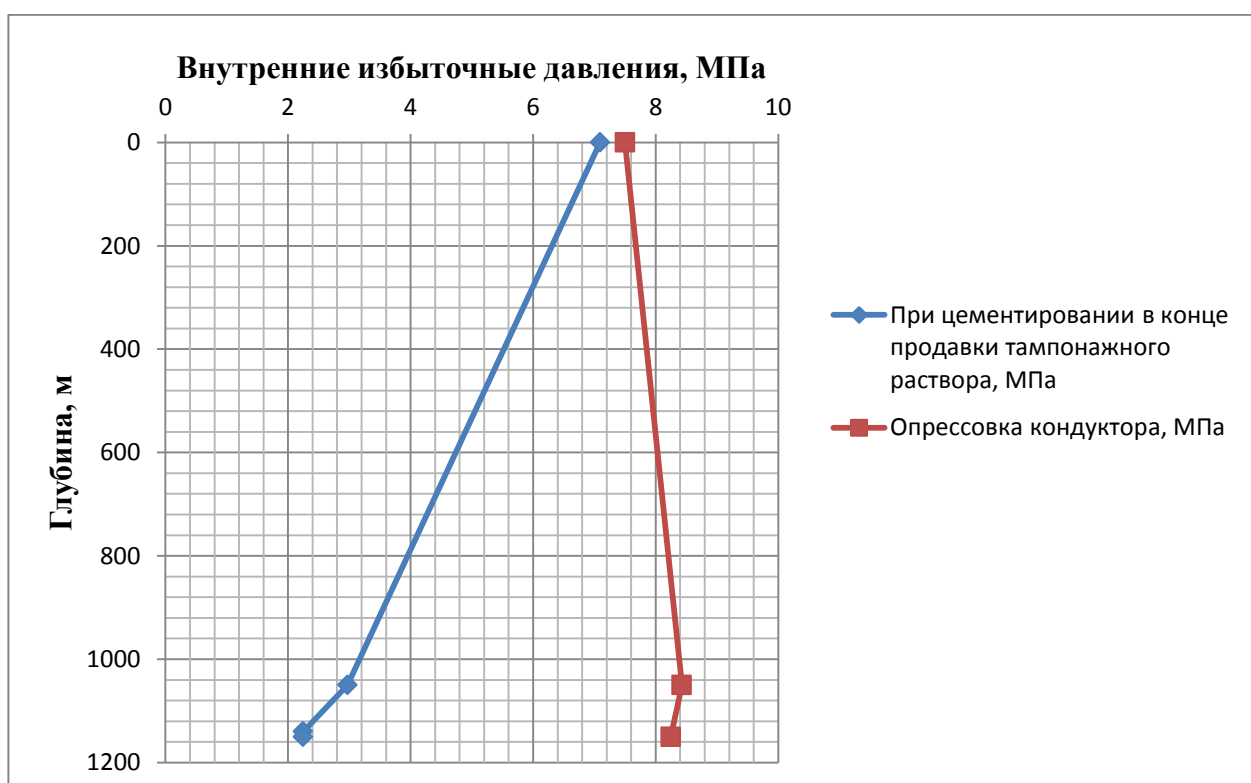


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	220	106,42	22968	22968	0-220
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	1150	68,50	77280	77280	0-1150
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	2050	48,11	96760	96760	0-2050
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	10,7	440	36,49	15840	89716	2970-2530
2	ОТТГ	Д	8,5	2530	27,01	73876		2530-0

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для повышения качества процессов спуска и цементирования эксплуатационной колонны примем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – 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»)	2970	2970	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	2000	40	84
		2000	2100	10	
		2100	2580	12	
		2580	2610	3	
		2610	2840	6	
		2840	2950	11	
		2950	2965	1	
		2965	2970	2	
	ЦТ 146/190	2580	2610	3	14
		2840	2950	11	
	ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1
	ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1
Техническая, 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2050	2050	1	1

Продолжение таблицы 2.21

1	2	3	4	5	6
Техническая, 244,5 мм	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2040	2040	1	1
	ЦППЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	1100	22	54
		1100	1250	10	
		1250	2045	20	
		2045	2050	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2040	2040	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	1150	1150	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	1140	1140	1	1
	ЦППЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	10	2	39
		10	170	3	
		170	270	10	
		270	1145	22	
		1145	1150	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	1140	1140	1	1
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	220	220	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	210	210	1	1
	ЦППЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	10	2	9
		10	215	5	
		215	220	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	210	210	1	1

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования 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 $40,81 \leq 41,47$ условие выполняется, выбираем цементирование в одну ступень.

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 2.22.

Таблица 2.22 – 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	4,969	1020	1,	МБП-СМ	70
			3,969	МБП-МВ	59,5
Продавочная жидкость	39,49	1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	19,87	1400	16,21	ПЦТ-III-ОБ(4-6)-50	13641
				НТФ	8,14
Нормальной плотности тампонажный раствор	7,65	1820	5,16	ПЦТ-II-50	9564
				НТФ	3,13

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

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

Где $G_{\text{сyx}}$ – 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: $m_2 = 13,64 / 10 = 1,36$ – 2 УС 6-30.

Тампонажный раствор нормальной плотности: $m_2 = 9,56 / 13 = 0,73$ – 1 УС 6-30.

На рисунке 2.8 представлена схема расположения оборудования при цементировании.

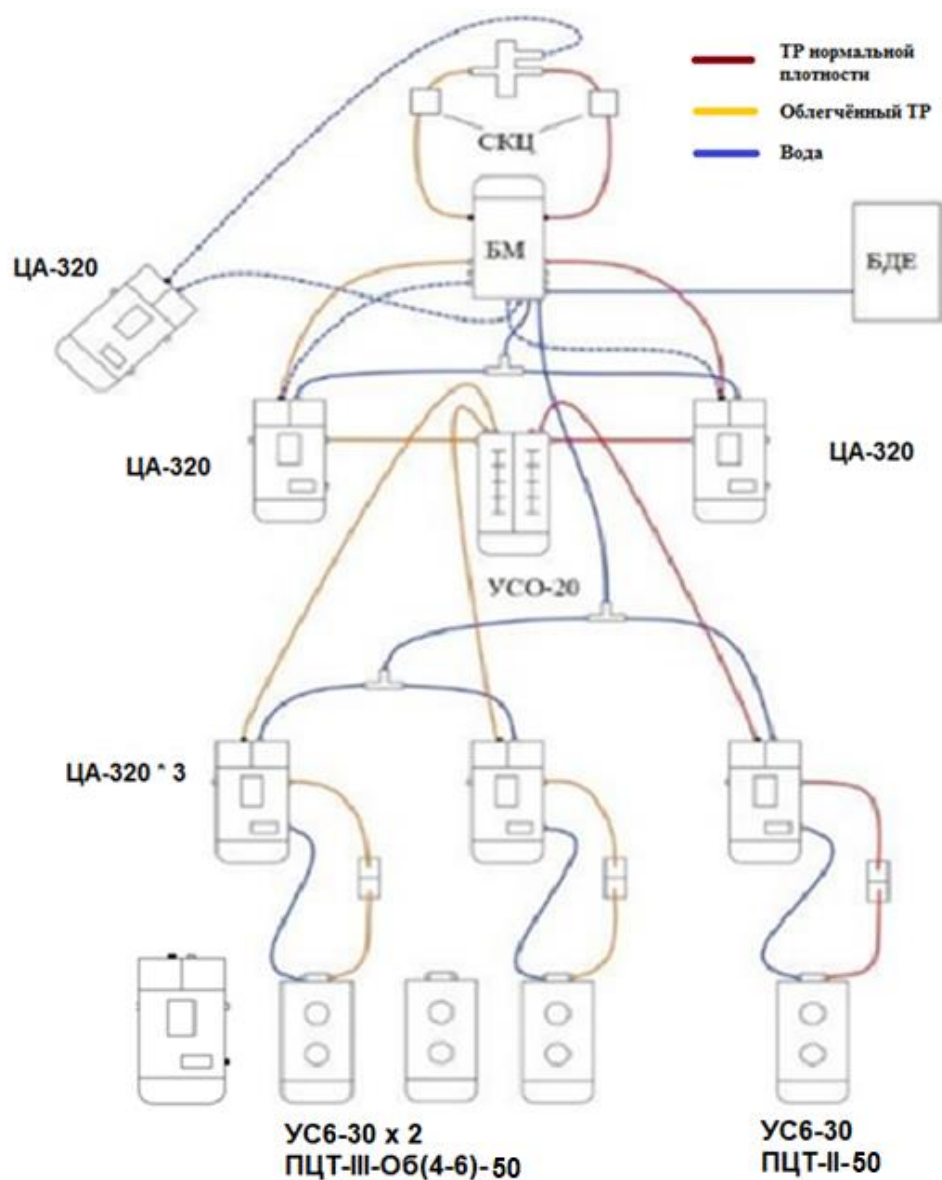


Рисунок 2.8 – Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением цементосмесительных установок и гидроворонки: СКЦ – станция контроля цементирования, БДБ – блок дополнительных емкостей, ЦА-320 – цементирующий агрегат, УС 6-30 – цементосмесительная машина, УСО-20 – установка смесительная осреднительная

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:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) * 0,0097 * 10^6}{9,81} = 1038 \text{ кг/м}^3,$$

Где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым; давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

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

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэк.} = 2 * 39,62 = 79,24 \text{ м}^3$$

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 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
10	Кабель	Кумулятивная	Скорпион 89 («Пром-перфоратор»)	20	длина секции ограничена грузоподъемностью геофизического кабеля

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне буровых труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае

необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле.

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах 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 АФ6-80/65х35.

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})	97,71	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$192 > 97,71$
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	96,76	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$288 > 96,76$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	127,0	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$320/127 = 2,52 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	320		

3 СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС НА ТЕМУ «АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОЙ ЦЕМЕНТИРОВОЧНОЙ ТЕХНИКИ»

Цементиоровочная техника предназначена для транспортировки, хранения тампонажного цемента, приготовление тампонажного раствора и продавки его в затрубное пространство обсадной колонны.

Традиционно в условиях российских месторождений углеводородов применяется цементиоровочная техника, предназначенная для выполнения узкого круга операций. Например, цементиоровочный агрегат ЦА-320, оснащенный такими основными элементами, как мерные баки, водоподающий насос и поршневой насос, предназначен для перекачки жидкости затворения, буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и т.д.; установка смесительная УС-6/30, оснащенная бункером для транспортировки и хранения цемента, а также струйным смесителем, предназначена для приготовления тампонажного раствора. Таким образом, при цементировании технической или эксплуатационной колонны может быть задействовано большое число техники: несколько цементиоровочных агрегатов, несколько смесительных установок, осреднительные установки, бачки затворения и т.д. Это требует существенных затрат на транспортировку всей этой техники, а также для работы необходимы операторы.

В современных условиях намечена тенденция сокращения количества техники путем модернизации оборудования. Компактность и высокая производительность оборудования позволяет размещать на одной единице техники несколько единиц цементиоровочного оборудования.

3.1 Традиционная цементиоровочная техника

3.1.1 Цементиоровочный агрегат

Цементиоровочный агрегат (ЦА) используется для нагнетания рабочих жидкостей при цементировании скважин в процессе бурения, а также для проведения других промывочно-продавочных работ. Данный вид техники также может использоваться при работах по капитальному ремонту, которые

закljučаются в укреплении основания фундамента и других работах, связанных с нагнетанием цементного раствора.

С помощью ЦА можно выполнять следующие задачи:

- подачу жидкости затворения в гидросмесительное устройство;
- закачку буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости в скважину;
- аккумулялирование различных жидкостей в мерных баках ЦА;
- приготовление буферных жидкостей и других составов.

ЦА могут быть как на автомобильном шасси, так и стационарными.

3.1.2 Цементосмесительные машины

Цементосмесительные машины были созданы с целью увеличения эффективности процесса приготовления цементных растворов. При использовании данных машин механизмируются трудоемкие работы, повышается качество и стабильность приготавливаемых растворов, что в свою очередь снижает потери цемента и значительно повышает комфортность условий труда рабочего персонала [4].

3.1.3 Осреднительные установки

Осреднительные установки предназначены для приготовления буровых и тампонажных растворов, а также прочих технологических жидкостей для бурения и ремонта буровых скважин.

Преимущества применения:

- повышается качество приготавливаемых тампонажных растворов, улучшая однородность по всему объему;
- сокращается количество цементиловочных агрегатов;
- упрощается обвязка цементиловочного оборудования и повышается оперативность управления процессом;
- исключаются потери цемента и цементного раствора.

3.1.4 Блок манифольда

Блок манифольда БМ необходим для обвязки устья скважины и насосных установок в процессе цементирования, ГРП и других промывочно-продавочных работ в скважине.

При использовании БМ можно выделить несколько достоинств:

- снижение количества операций по сборке и разборке манифольдов от ЦА, что в свою очередь ведет к экономии времени цементирования;
- возможность оперативно сменить ЦА с помощью крана высокого давления (КВД), если другой вышел из строя [4].

На шасси автомобиля есть место для перевозки цементировочной головки, так же в большинстве случаев предусмотрен обогрев выхлопными газами клапанной коробки и крана сброса давления [5]. В некоторых комплектациях сразу устанавливается система контроля и управления процессом цементирования (СКЦ), которая расположена в закрытом герметичном кузове.

3.1.5 Станция контроля цементирования

Система контроля и управления процессом цементирования (СКЦ) обеспечивает непрерывный контроль и регистрацию параметров на входе в скважину в потоке. Система контроля (лаборатория) чаще всего расположена в закрытом герметичном кузове на шасси автомобиля. Кузов лаборатории разделен на два отсека: помещение с оборудованными рабочими местами оператора и руководителей операции цементирования и помещение для отдыха персонала [6].

Функциональность:

- получение и систематизация данных;
- выдача рекомендаций по корректировке технологического процесса, чтобы избежать осложнения и аварии;
- контроль параметров процесса цементирования.

3.2 Современная цементирующая техника

Современную цементирующую технику следует называть цементирующей установкой, поскольку обычно она объединяет в себе несколько функций [7].

3.2.1 Резервуары для хранения

Пневматические грузовики или трейлеры перевозят чистый или предварительно смешанный сухой цемент на буровую площадку из центрального склада и смесительного завода. Чистый цемент также может поступать непосредственно с цементного завода. Затем материал пневматически перемещается в переносные резервуары, которые либо доставляются на буровую площадку для цементирования, либо являются постоянной частью оборудования буровой установки. Такие цистерны аналогичны используемым в центральных хранилищах, но их размеры позволяют перевозить их на стандартных или специально разработанных (со встроенной гидравлической системой укладки/подъема) прицепах. Пустые цистерны не должны превышать ограничения по весу, установленные на полотно автодороги.

Большое разнообразие резервуаров для хранения для автомобильных перевозок существует в двух основных категориях.

- атмосферный;
- под давлением.

Атмосферный бак всегда эксплуатируется в вертикальном положении. Воздух под низким давлением (около 0,2 атм) вдувается в желоб, прикрепленный к наклонному дну резервуара. Крыша желоба выполнена из пористого материала. Воздух проходит через пористую перегородку и «разжижает» цементную смесь. Цементная смесь скользит по наклонному дну к желобу, а затем в бункер смесительной системы. Атмосферные резервуары показаны в приложении В на рисунке В.1.

Резервуары под давлением используют воздух под давлением около 3 атм и могут работать горизонтально или вертикально. В приложении В на рисунке В.2 представлена схема типичного устройства. Как показано на рисунке В.2, вертикальные резервуары обычно имеют цилиндроконическую форму, тогда как горизонтальные модели более сложны. На первом этапе воздух с пониженным давлением продувается снизу через массу цемента для аэрации и псевдооживления. Затем в резервуар нагнетается воздух под давлением 3 атм, и цемент вытекает через выпускную линию в резервуар, который питает цементосмеситель. Для универсальности некоторые вертикальные резервуары под давлением также оборудованы для подачи цемента при атмосферном давлении (приложение В, рисунок В.3).

Цементовозы иногда используются для дополнительного хранения. Кроме того, они могут удовлетворить все потребности в хранении цемента на буровой, при условии, что эти цементовозы будут оснащены собственными уравнительными установками.

3.2.2 Система мерных баков

Система мерных баков, используемая на цементирующей установке, имеет аналогичную конструкцию, как и мерные баки традиционного цементирующего агрегата. Отличия заключаются лишь в способе обвязке этих баков. При эксплуатации цементирующей установки предпочтительно использовать комплект из двух резервуаров на 10 баррелей (или иногда на 20 баррелей). Применяются также мерные баки, разделенные поровну перегородкой. Обе стороны разделенного на перегородки резервуара заполняются водой из емкостей буровой установки или специальной передвижной емкости. Если работа по цементированию обсадной колонны проводится на море, используется система распределения пресной или морской воды. Каждая порция воды для замеса затем последовательно используется для питания цементосмесителя. Добавки к цементу могут быть предварительно смешаны с водой в резервуарах для хранения или могут быть смешаны во

время прохождения воды через мерные баки. Во втором случае требуется система дозирования жидких добавок.

Для полного заполнения тампонажным раствором скважины необходимо точно рассчитать объем продавочной жидкости. После того, как тампонажный раствор прошел через смесительную систему, продавочная жидкость обычно проходит через мерные резервуары для измерения объема и перекачивается цементирующим насосом.

Самый простой способ смешивания жидких добавок (и сухих добавок с содержанием менее 3% от массы цемента) с водой заключается в добавлении необходимого количества каждой добавки в емкость с водой. Следует точно отмерять добавки и воду, чтобы получить правильную концентрацию; также целесообразно приготовление небольшого избытка раствора. Смешивание может быть достигнуто с помощью лопастного смесителя, циркуляционного насоса, струйной системы или их комбинации.

Метод премиксов имеет ряд недостатков. Для предварительного смешивания требуется дополнительный резервуар, который должен быть чистым и достаточно большим. Дополнительные резервуары не всегда доступны, и на буровой площадке может не быть достаточного места для их размещения, особенно на море. Если цементирование откладывается или совсем отменяется, дорогостоящий премикс, возможно, придется выбросить. Кроме того, если во время работы потребуется больший, чем ожидалось, объем жидкости, объем предварительно смешанного раствора может оказаться недостаточным. Таким образом, методы, которые позволяют осуществлять непрерывное перемешивание (приготовление) часто являются предпочтительными. В таких методах используется полуавтоматическая или автоматическая система дозирования, которая подает нужное количество добавок на каждую сторону объемного бака [7].

Все системы дозирования жидких добавок состоят из двух основных частей: узла хранения и перекачки и узла дозирования.

В случае использования системы дозирования с мерными баками узел дозирования размещается непосредственно над баками, что позволяет оператору вручную добавлять нужное количество добавок.

Схема системы дозирования с использованием мерных баков показана в приложении В на рисунке В.4.

Чтобы начать подачу жидких добавок в системе без мерных баков, достаточно чтобы оператор нажал соответствующую кнопку. Дозирующий узел в этом случае работает как четыре или более «умных клапана», установленных между насосами для добавок и мерными баками. Клапаны управляются микрокомпьютером с использованием данных электромагнитных расходомеров.

3.2.3 Уравнительные резервуары

Для бесперебойной работы смесителя подача цемента (или смеси) должна быть постоянной, а давление в чаше смесителя должно оставаться постоянным. Сыпучий цемент перемещается из резервуара для хранения в смеситель под действием перепада давления, создаваемого между резервуаром и концом линии. Если длина линии превышает примерно 7 м, цемент имеет тенденцию отделяться от транспортирующего воздуха на порции, создавая пульсирующий поток. Чтобы сгладить поток и учесть эксплуатационные требования, такие как переход с одного резервуара для хранения на другой, используется уравнительный резервуар.

Внешний вид уравнительного резервуара представлен в приложении В на рисунке В.5.

3.2.4 Цементосмесительное устройство

Цементосмеситель представляет собой устройство, в котором поток воды под давлением (возможно, с добавками) встречается с потоком цемента (возможно, с добавками) и с заданной скоростью образуется цементный раствор. Существует несколько типов смесительных систем, таких как:

- обычный струйный смеситель;

- рециркуляционный струйный смеситель;
- рециркуляционный смеситель без форсунок.

Обычный струйный смеситель состоит из бункера, чаши для смешивания, разгрузочного патрубка и бачка затворения. Максимальная производительность обычного струйного смесителя по образованию суспензии, оцененная по скорости сухого материала, немного превышает 1 тонн/мин. В приложении В на рисунке В.6 показана система для подачи цемента от атмосферного резервуара.

Цемент подается в бункер. Вода впрыскивается в чашу через форсунки для смешивания с цементом и в гусак для регулировки плотности раствора. Форсунки выбираются в зависимости от рабочего давления, скорости образования суспензии и типа сухих материалов. Движению цемента вниз через бункер способствует поток воды под высоким давлением через форсунки. Результирующий перепад давления втягивает сухой цемент в поток воды. Чтобы усилить этот эффект, гусаку можно придать профиль трубки Вентури. Далее в гусаке турбулентный поток смешивает частицы цемента с водой, в результате чего образуется цементный раствор.

Плотность раствора регулируется с помощью перепускной системы для изменения водоцементного отношения. При открытии байпаса эффект всасывания уменьшается и уменьшается количество цемента, вытягиваемого из бункера. При этом вода, минуя форсунки, попадает в суспензию. Таким образом происходит комбинированный эффект для снижения плотности тампонажного раствора. И наоборот, если байпас закрыт, плотность увеличивается [7].

Рециркуляционный струйный смеситель (приложение В, рисунок В.7) имеет несколько отличий от обычного:

- между бункером и барабаном находится дистанционно управляемая раздвижная заслонка;
- плотность тампонажного раствора регулируется задвижкой;

- суспензия удаляется из бачка затворения рециркуляционной струей, подаваемой центробежным насосом;
- поток из центробежного насоса питает поршневые насосы и отправляет на рециркуляцию некоторое количество суспензии через систему смешивания;
- вода всегда впрыскивается перед рециркуляционными форсунками, т.к. рециркуляция через центр смесителя и бачок затворения улучшает однородность и реологию суспензии;
- регулировка плотности также проще.

Особенности этого смесителя состоят в следующем:

- смеситель представляет собой сложную дозирующую систему из устройства для смешивания цемента с водой и устройства для смешивания полученного тампонажного раствора с предварительно смешанным раствором из смесительного бака;
- на дне бака расположен центробежный насос или аналогичное устройство (расположенное на дне бака) для улучшения первоначального смешивания за счет сдвига, обеспечения рециркуляции через смеситель и подачи суспензии под давлением в поршневой насос;
- бак для смешивания, который может быть разделена на две секции, каждая из которых может быть оснащена мешалкой для улучшения смешивания;
- между секциями бака происходит перетекание суспензии через перегородку, что способствует выпуску захваченного воздуха.

При необходимости плотность раствора регулируется дистанционно путем дозирования цемента и/или воды. Расход воды обычно поддерживается постоянным, а плотность раствора регулируется путем изменения скорости подачи цемента в смеситель. Обычно цемент перекачивается непосредственно из силоса под давлением, не проходя через уравнительный резервуар.

Схема рециркуляционного смесителя без формунок представлена в приложении В на рисунке В.8.

3.2.5 Типы цементирувочных установок

В современных цементирувочных установках могут быть реализованы различные сочетания оборудования. Существует множество конфигураций и композиций, адаптированных к типу обслуживаемой буровой установки и требуемому запасу производительности, универсальности и мобильности. Ниже описаны различные конфигурации в зависимости от типа обслуживаемой буровой установки [7].

Типовая схема, без уточнения механизма приготовления тампонажного раствора представлена в приложении В на рисунке В.9.

Показанные в приложении В на рисунке В.10 установки на салазках наиболее применимы к изолированным наземным буровым установкам, морским буровым установкам, цементирувочным баржам (на озерах и реках) и цементирувочным судам в открытом море.

Такие блоки, показанные в приложении В на рисунке В.11, подходят практически для любой наземной буровой установки. Однако шасси должно быть адаптировано к типу поверхности, по которой будет перемещаться устройство. Стандартное шасси предназначено для движения по дорогам и должно соответствовать местным правилам дорожного движения. Шасси с повышенной проходимостью создано для более сложной местности.

Как и установки, устанавливаемые на грузовике, установки, устанавливаемые на полуприцепе, как показано в приложении В на рисунке В.12, подходят практически для любой наземной буровой установки. Они могут тянуться многими типами грузовиков, обеспечивая логистическое преимущество. Максимально разрешенная полезная нагрузка больше, чем у грузовика, что позволяет загружать больше оборудования на одно и то же шасси.

Вертолетные установки предназначены для буровых установок, полностью недоступных по суше или воде. Установки, смесительное оборудование и цементные силосы предназначены для перевозки вертолетом.

Их можно разобрать на более мелкие компоненты, включая подъемные рамы, и они часто изготавливаются из более легких материалов для уменьшения веса. Традиционно цементировочная установка содержит по две единицы каждого жизненно важного элемента. Эта избыточность необходима, потому что скважина может быть полностью потеряна, если становится невозможным завершить работу после ее начала.

3.2.6 Выводы по разделу

Современная цементировочная техника объединяет в себе функции нескольких традиционных агрегатов, что значительно упрощает организацию процесса цементирования. При этом, благодаря удобству управления, значительно сокращается количество требуемого персонала.

Размещение всего необходимого оборудования на одной цементировочной установке позволяет значительно экономить место и затраты на транспортировке, что особенно актуально для удаленных и изолированных буровых установок.

Недостатком современных цементировочных установок можно отметить их высокую стоимость.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- ООО «Буровая компания «Евразия» оказывает услуги нефтегазодобывающим предприятиям. Основной вид деятельности – строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ. ООО «Буровая компания «Евразия» (БКЕ) является правопреемником компании ООО «СГК-Бурение», которая была ликвидирована путем реорганизации.

4.1 Планирование исследовательских работ

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.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

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 278,4 часов или 11,6 суток:

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

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 622,86 часов или 25,95 суток. Время, отводимое на испытания скважины на продуктивность, составляет 278,4 часов или 11,6 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству разведочной скважины на нефтегазовом 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	25,95												
3.Испытание	11,6												

4.2 Сметная стоимость строительства скважины в нефтегазовой отрасли

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).

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.

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 В в таблице Г.4

4.3 Вывод по разделу

Таким образом, общие затраты, которые несет компания на строительство одной вертикальной разведочной скважины, составляют 112 601 342,59 руб.

Разведочное бурение является одним из важных этапов при планировании разработки месторождения. В стоимость строительства закладывается полный цикл строительства скважины начиная от подготовки площади под буровую (кустовую) площадку и заканчивая процессами испытания и освоения. Значительную часть стоимости проектируемой скважины составляют затраты на бурение и крепление скважины. Таким образом, разведочная скважина – это технически и технологически сложный объект с несколькими ключевыми этапами, качественное выполнение которых стоит значительных средств. От качества построенной разведочной скважины и от достоверности полученной информации зависит будущий проект разработки месторождения. Чем больше информации будет получено, тем более детальным и проработанным будет проект и тем меньше потребуются дополнительных

исследований для его завершения.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью выпускной квалификационной работы является проектирование вертикальной скважины глубиной 2970 м на газонефтяном месторождении Красноярского края. Решения, разработанные в данной ВКР, могут быть использованы научно-исследовательскими проектными институтами при проектировании разведочных скважин на территории Красноярского края.

Рабочей зоной при эксплуатации решений ВКР будет являться буровая установка, а именно роторная площадка. На роторной площадке осуществляются следующие виды работ: механическое бурение, спуско-подъемные операции, крепление скважины.

Буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов. В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Результаты анализа раздела ВКР могут быть использованы инженерами по охране труда, инженерам по промышленной безопасности при подготовке мероприятий предотвращения воздействия вредных факторов на кустовой площадке буровой.

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 трудового кодекса РФ [17].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014,

с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [18].

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:

1. Надбавка за вахтовый метод работы, устанавливаемая коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

2. 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.

3. 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» [19]:

- 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.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием, таким как верхний привод или автоматическая система перемещения бурильных труб, 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» [20].

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении вертикальной разведочной скважины. В приложении Д в таблице Д.1 представлены вредные и опасные факторы согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [21], которые возникают в процессе бурения и во время подготовительных мероприятий. Далее каждый фактор будет рассмотрен подробно.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего, а в зависимости от времени года, например, к обморожению или получению теплового удара. Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе в течение всего года. При выполнении работ в холодный период года необходимо учитывать климатический регион – IА, особый. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ с теплоизоляцией. При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей, а продолжительно непрерывного пребывания на открытом воздухе должна

составлять не более 1,4 ч. Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [22]. В летний период 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» [23]. В этом документе при выполнении работ категории III не допускается находиться на рабочем месте при температуре воздуха более 31°C.

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. Шумы высокой интенсивности могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха). В соответствии с требованиями «Санитарных норм и правил по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий» допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ [24]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты (звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; выгородки и т.д.).

Источники вибрации – это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли и т.д. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [25]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

Загазованность воздуха на буровой возникает при наличии негерметичности используемого оборудования, в процессе приготовления бурового раствора на углеводородной основе, при установке

противоприхватных ванн. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [26] содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций, указанных в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: углеводороды, диоксид серы, диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СП 60.13330.2020 [27]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски.

Работа на буровой протекает в две смены. В ночную смену возникает проблема недостаточной освещенности рабочей зоны. Воздействие недостаточного освещения может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека. Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом 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» (ПБНГП) [28] и приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Требования к освещению производственного объекта

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
------------------------------	----	---	-----

Воздействие опасного фактора, связанного с движущимися машинами, механизмами, подвижными частями производственного оборудования, возможно получение травм, например, переломов, ушибов и т.д. Мероприятия по устранению этого фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [28], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ. Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [29].

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя: проектирование, монтаж, наладка, испытание эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [30]; обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением; применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки и т.д.

Мероприятия по предупреждению падений рабочих с высоты проводятся согласно ПБНГП [28] и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного троса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов и шириной не менее 0,65 м.

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.

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, 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, а при приготовлении бурового раствора – все летучие химические элементы, применяющиеся при приготовлении бурового раствора. Для нормирования загрязнителей согласно СанПиН 1.2.3685-21 устанавливаются ПДК для различных химических веществ и контролируются на практике [31]. Для защиты атмосферы от загрязнителей необходимо использовать дизельные двигатели совместно с электрическими и постепенно полностью переходить на использование электрических приводов оборудования. Кроме того, целесообразно использовать дизельные двигатели с максимальным экологическим классом, а также применять катализаторы выхлопных газов. В цеху приготовления и очистки бурового раствора необходимо применять систему вентиляции. Для предотвращения открытого фонтанирования и последующего загрязнения атмосферы необходимо соблюдать правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности [28].

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 шламового абмара, из-за чего буровой раствор может поступать в приповерхностный водяной горизонт.

Правила по охране вод от загрязнения при бурении и добычи нефти и газа на суше приводятся в ГОСТ 17.1.3.12-86 [32]. Для защиты гидросферы

необходимо использовать комплекс мер: использовать буровой раствор с низким показателем фильтрации и предотвращать его поглощение в интервале бурения; обеспечивать надежное крепление ствола скважины, предотвращая заколонные перетоки и обеспечивая изоляцию водоносных горизонтов; проектировать водоотводы, накопители и отстойники; сооружать очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков; предотвращать развитие негерметичности шламового амбара; соблюдать ПБ и предотвращать возникновение газоводонефтепроявления, переходящего в открытое фонтанирование, если не принимать соответствующих мер.

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. 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 [33]. Требования к контролю и охране почвы от загрязнений приводятся в ГОСТ 17.4.3.07-2001 [34]. Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель.

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на

проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10 июля 2018 года N 800 [35]. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [36].

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

При строительстве скважин возможны следующие ЧС: пожары (взрывы) на производственном объекте, аварии с выбросом химически опасных веществ, внезапное обрушение сооружений, геофизические опасные явления, метеорологические опасные явления, природные пожары.

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [28]. 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.

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают проведение работ согласно ПБНГП [28]. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается 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 Выводы 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

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был разработан технологический проект для строительства вертикальной скважины глубиной 2970 метров на газонефтяном месторождении (Красноярский край). Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

В разрезе скважины представлены четыре продуктивных пласта: два нефтяных и два газовых, последние обуславливают наличие в конструкции скважины промежуточной колонны. Таким образом, всего конструкция скважины включает направление, кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну. Для углубления выбраны шарошечное долото под направление и PDC долота усиленного типа для бурения под остальные интервалы, т.к. они сложены твердыми и крепкими горными породами. Осевая нагрузка и другие параметры режима бурения также соответствуют твердости пород и выбраны в соответствии с рекомендациями. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе «Бурсофтпроект», для выполнения всех технологических операций при строительстве данной скважины будет достаточно буровых труб группы прочности Е для запроектированного типоразмера.

Для промывки выбраны глинистые буровые растворы под все интервалы: под направление – бентонитовый пресный, под остальные интервалы – полимер-глинистый минерализованный. Это связано с тем, что на интервалах под все обсадные колонны находятся пласты каменной соли, которые могут быть размыты при использовании пресных буровых растворов. Согласно расчетам, проведенным в программном комплексе «Бурсофтпроект», была разработана гидравлическая программа промывки, где были определены потери давления по циклу циркуляции и требуемые параметры работы буровых насосов.

Поскольку скважина разведочная, в интервалах продуктивных пластов

проектируется отбор керна с применением бурголовки с резцами PDC для повышения ресурса породоразрушающего инструмента.

По результатам расчета избыточных давлений и усилий на страгивание в резьбовом соединении для крепления скважины выбраны обсадные трубы группы прочности Д. Дополнительно для эксплуатационной колонны были более подробно рассмотрены решения для цементирования, такие как объем тампонажного раствора и схема обвязки техники.

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

В связи с тем, что конструкция скважины двухколонная, т.е. кроме эксплуатационной колонны включает еще промежуточную колонну, для обвязки устья была выбрана клиньевая колонная головка ОКК2-35-140(146)x245x324 К1 ХЛ. В качестве схемы противовыбросового оборудования была выбрана ОП6-350/80x35. Для заканчивания скважины была выбрана фонтанная арматура по схеме АФ6-80/65x35.

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

В главе, посвященной специальному вопросу, была рассмотрена современная цементировочная техника. По результатам анализа видно, что в настоящее время цементировочная техника становится все более сложной и способна выполнять задачи, которые раньше выполнялись несколькими единицами техники вместо одной комплексной единицы.

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. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03. 01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 92 с.
2. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание / А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. – М.: «Недра». – 2000. – 667 с.
5. Ахмедсафин С.К. Все о цементировочной технике. – Тюмень, ТюмГНГУ, – 2013. – 23 с.
6. Гулов А.Р. Новейшие технические решения для цементирования скважин / А.Р. Гулов, С.А. Новиков, В.Г. Журавчак, М.А. Ахметов // Бурение и нефть. – 2018. – №1. – С. 55-57.
7. Drilling manual [Электронный ресурс] Режим доступа: <https://www.drillingmanual.com/> (дата обращения: 24.05.2022).
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. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ.

18. Федеральный закон от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации».

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

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

21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

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

23. 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»

24. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий.

25. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

26. ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования.

27. СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха.

28. 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».

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

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

31. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания.

32. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше

33. РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов

поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих».

34. ГОСТ 17.4.3.07-2001 Охрана природы (ССОП). Почвы. Требования к свойствам осадков сточных вод при использовании их в качестве удобрений

35. Постановление Правительства РФ от 10 июля 2018 г. № 800 «О проведении рекультивации и консервации земель».

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

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 – Прогноз стратиграфического разреза скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
От	до	название	индекс	угол	азимут	
0	10	<i>Четвертичная</i>	Q	0° 00'		1,30
		<i>Кембрий</i>	Є			
		Средний-верхний	Є ₂₋₃			
10	560	Эвенкийская св.	Є ₂₋₃ ev	0° 30'		1,30
		Нижний отдел	Є ₁			
560	760	Литвинцевская св.	Є ₁₋₂ lit			
760	1200	Ангарская св.	Є ₁₋₂ an	0° 30'		1,30
1000	1140	долериты				-
1200	1265	Булайская св.	Є ₁ bul	0° 30'		1,25
1265	1605	Верхнебельская п/св.	Є ₁ bls ₂	0° 30'		1,25
1605	1810	Нижнебельская п/св.	Є ₁ bls ₁	0° 30'		1,20
1810	2410	Усольская св.	Є ₁ us	0° 30'		1,20
2210	2290	долериты				-
		<i>Венд</i>	V			
2410	2460	Тэтэрская св.	V ttr	0° 30'		1,15
2460	2520	Собинская св.	V sb	0° 30'		1,15
2520	2610	Катангская св.	V ktq	0° 30'		1,15
2610	2815	Оскобинская св.	V osk	0° 30'		1,15
2815	2930	Ванаварская св.	V vn			
2930	3000	Рифей	R	20°00'		1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого под- разделения	Интервал, м		Горная порода (краткое название)	Полное стандартное описание горной породы: название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до		
1	2	3	4	5
Q	0	10	Супеси, суглинки	Рыхлые несцементированные породы.
Є ₂₋₃ ev	10	560	Алевролиты Доломиты	<i>Алевролиты</i> красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые с прожилками и гнездами. <i>Доломиты</i> серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевролитистые.
Є ₁₋₂ lit	560	760	Доломиты Доломито-ангидриты Глинистые доломиты Каменная соль	<i>Доломиты, доломито-ангидриты, глинистые доломиты.</i> Породы светло-серые, серые, темно-серые среднезернистые, массивные. Глинистые разности слоистые. <i>Каменная соль</i> прозрачная, бесцветная крупнокристаллическая
Є ₁ an	760 <i>1000</i>	1200 <i>1140</i>	Доломиты Каменная соль Долериты	<i>Доломиты</i> серые, темно-серые и светло-серые, иногда коричневатые-серые тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые и неравномерно глинистые до доломито-ангидритов и глинистых доломитов. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая и розовато-белая, крупнокристаллическая. <i>Долериты</i> серые, темно-серые мелкокристаллические, трещиноватые.
Є ₁ bul	1200	1265	Доломиты Известняки	<i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые средне- и мелкозернистые, иногда известковистые, массивные и слоистые. Характерна неравномерная битуминозность и редко кавернозность.
Є ₁ bls ₂	1265	1605	Доломиты Каменная соль	<i>Доломиты</i> серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, белая, крупнокристаллическая.

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5
Є ₁ bls ₁	1605	1810	Доломиты Известняки Глинистые доломиты	<i>Доломиты и известняки</i> серые, темно-серые, иногда коричневатого-серые, мелко- и среднезернистые, массивные, слоистые со стиллолитовыми швами. <i>Глинистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, редко коричневатого-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые.
Є ₁ us	1810 2210	2410 2290	Доломиты Каменная соль Долериты	<i>Доломиты</i> часто ангидритистые и глинистые, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Породы серые, светло-серые, темно-серые и зеленовато-серые, часто засоленные. <i>Каменная соль</i> бесцветная, прозрачная, иногда белая, крупнокристаллическая. <i>Долериты</i> серые и темно-серые, средне-кристаллические, часто трещиноватые.
V- Є ₁ tt	2410	2460	Доломиты	<i>Доломиты, глинистые доломиты, ангидритистые доломиты</i> серые, зеленовато-серые, иногда темно-серые коричневатого-серые. Породы плотные, редко трещиноватые.
V sb	2460	2520	Доломиты	<i>Доломиты</i> серые, коричневатого-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. Породы плотные иногда трещиноватые. Ангидрит присутствует в виде мелких включений кристаллов, гнезд и тонких прослоек.
V ktq	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	Неравномерно переслаивающиеся породы серые, темно-серые, красновато-коричневые и зеленовато-серые, слоистые, неравномерно ангидритистые. <i>Песчаники</i> серые, розовато-серые, мелкозернистые, полимиктовые.
V osk	2610	2815	Алевролиты Песчаники Доломиты	<i>Алевролиты и песчаники</i> серые, темно-серые, зеленовато-серые, иногда красновато-коричневые и светло-серые, полимиктовые, слюдистые, слоистые неравномерно по разрезу глинистые, ангидритистые, песчаные и доломитистые.
V vn	2815	2930	Алевролиты Аргиллиты Песчаники	<i>Алевролиты и ангидриты</i> красные, коричневатые, слоистые <i>Песчаники</i> бурые среднезернистые, глинистые
R	2930	3000	Доломиты	<i>Доломиты</i> представляют собой чередование различных по мощности пачек светло-серого, серого и темно-серого цветов, плотные, неравномерно трещиноватые с редкими кавернами. Встречаются тонкие прослойки аргиллитов.

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

Индекс стратиг- рафичес- кого разде- ления	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плотность кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пор. по про- мысловой классификац. (М, С, Т и т.д.)
	от	до										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	Супеси, суглинки									
Є _{2-3ev}	10	560	Алеврит	2600	4,33	0	20	30		4,0	4,0	С
			Доломит	2600			20,0	70		4,0	4,0	С
Є _{1-2 lit}	560	760	Доломит	2650	3,50	0	30	-		4-6,5	4-5,5 СТ	
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
Є _{1an}	760	1200	Доломит	2730	3,51	0	5,0	100	-	3,5-7,0	4-5,5	СТ
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
	1000	1140	Долерит	3020	0,1	0,0167	-	0	-	9,0	8,0	К
Є _{1bul}	1200	1265	Доломит	2760	3,1	0,12	0	100	-	6,5	5,5	СТ
Є _{1bls₂}	1265	1605	Доломит	2730	2,73	1,03	10	80	-	5,5-7,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2580	0,62	0,01	-	0	100	3,5	2	СТ
Є _{1bls₁}	1605	1810	Доломит	2720	4,29	1,0643	5,0	80,0		5,5-7,0	5,5	СТ
			Известняк	2720	0,94	0,6489	5,0	92,88		5,5-7,0	5,0	СТ
Є _{1us}	1810	2410	Доломит	2610	1,9	1,1	5,0	80,0		6,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2170	0,1	0	-	-	100	3,5	2,0	СТ
	2210	2290	Долерит	3020	0,1	0,0167				9,0	8,0	К
V- Є _{1tt}	2410	2460	Доломит	2830	1,59	0,01	15,0	87		7,5	6	Т
Vsb	2460	2520	Доломит	2770	2,65	0,6278	15	80		7,5	6	Т
Vktg	2520	2610	Доломит	2710	2,7	0,1311	15	59		8,0	8	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27		3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т
Vosk	2610	2815	Алеврит	2560	6,31	1,8733	30	34		6,0	6,0	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т
			Доломит	2730	2,44	10,93	10	88,0		7,5	9,0	Т
V vn	2815	2930	Алеврит	2560	6,31	1,8733	30	34		6,0	6,0	Т
			Аргиллит	2580	6,95	0,29	70	27		3,5	4,5	Т
			Песчаник	2620	50,9	0,7053	20	10		7,5	7	Т
R	2930	3000	Доломит	2760	2,5	1,86	10	81		7,5	6,0	Т

Таблица А.4 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность мкм ² /(МПа.с)	Содержание серы, % по весу	Содержан. парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м ³ /м ³	Содерж сероводорода, %	Содерж. углекислого газа, %	Плотность газа (по воздуху), кг/м ³	Коэффициент сжимаемости МПа ⁻¹ 10 ⁻³	Давление насыщения в пл. усл. МПа
V, vn	2880	2920	Порово- трещинный	-	829,0	менее 0,03	0,22	2,51	55	-	-	-	-	-	-
Рифей	2930	2940	Каверново- трещинный	710,0	824,0	менее 0,03	0,2	2,05	135	140	0	0,31	720,0	0,86	19,38

Таблица А.5 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание % по объему		Относит. по воздуху плотность газа	Коэфф. Сжимаемости газа в пласт. усл.	Свободный дебит, тыс. м ³ /с	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мкм ²
	от	до			сероводоро да	углекислог о газа				в пласт. услов.	на устье скважины	
V, ktq	2580	2610	Порово- трещинный	газ	-	0,668	0,84	0,844	35	-	628,0	менее 0,1
V, vn	2840	2880	Порово- трещинный	газ	-	0,668	0,74	0,821	15	-	680,0	менее 0,1

Таблица А.6 – Водоносность

Стратиграф. индекс	Интервал залегания водоносных горизонтов,		Тип коллектора поры, трещины, каверны	Плотность кг/м³	Дебит, м³/сут	Фазов. Проницаемость, мкм²	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации г/л	Тип воды по Сулину	Относит-ся ли к источнику питьевого водоснабжения
	от (верх) м	до (низ) м					анионы			катионы					
							CL ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Є ₂₋₃ ev	0	200	Поровый	1050	200	-							10,0	ХНК	Да
Є ₁ bul	1200	1265	Каверн.- трещин.	-	-	-								ХНК	Нет
Є ₁ bls ₁	1730	1770	Каверн.- трещин.	-	-	-								ХНК	Нет
*Є _{1us} (os)	2310	2350	Каверн.- трещин.	1270	2,8	-	5735	10,66	16,15	2799	675	2335	300-450	ХНК	Нет
V osk	2620	2650	Порово-трещинный	1175	-	менее 0,1	5430	77	4,0	4049	1410	50	234,1	ХКН	Нет

Таблица А.7 – Давление и температура по разрезу скважин

Индекс страти- графи- чески-го подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горное			градус	Источ- ник полу- чения
			МПа на м		источ- ник полу- чения	МПа на м		Источ- ник полу- чения	МПа на м		Источ- ник полу- чения	МПа на м		источ- ник полу- чения		
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)						
Є _{2-3ev}	10	560	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0149	0,0149	РАС	-	-	-	3-5	РФЗ
Є _{1-2 lit-Є_{1 an}}	560	1200	0,0108	0,0108	РФЗ	-	-	-	0,0154	0,0154	РАС	-	-	-	10	РФЗ
Є _{1bul}	1200	1265	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0149	0,0149	РАС	-	-	-	11-12	РФЗ
Є _{1bls}	1265	1810	0,0104	0,0104	РФЗ	-	-	-	0,0152	0,0152	РАС	-	-	-	11-12	РФЗ
Є _{1us}	1810	2410	0,0110	0,0110	РФЗ	-	-	-	0,0156	0,0156	РАС	-	-	-	18-20	РФЗ
Венд	2410	2930	0,0100	0,0100	РФЗ	-	-	-	0,0179	0,0179	РАС	-	-	-	21-37	РФЗ
R	2930	3000	0,0097	0,0097	РФЗ	-	-	-	0,0177	0,0177	РАС	-	-	-	42-48	РФЗ

Таблица А.8 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его макс снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа х м		Условия возникновения
	от	До				при вскрытии	после изоляционных работ	
Є _{2-3ev}	40	560	до полного	65	да	0,0129	0,020	
Є _{1 an}	990	1150	до полного	180	да	0,0131	0,020	При прохождении выщелаченных пород. На контактах вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах.
Є _{1 bul}	1200	1265	частичное	-	нет	0,0129	0,020	При прохождении трещиноватых кавернозных пород.
Є _{1 bls₁}	1730	1770	до 6 м ³ /час	200	да	0,0129	0,020	Горные породы склонны к гидроразрыву. При нарушении технологии бурения.
Є _{1 us}	2200	2300	до полного	250	да	0,0133	0,020	На контакте вмещающих пород с долеритами и в самих долеритах
V , ktq	2580	2610	до 12 м ³ /час	250	да	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
V , osk	2610	2650	частичное	-	нет	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
V , vn	2840	2920	до 16 м ³ /час	65	да	0,0127	0,020	Фильтрация ПЖ при бурении пористых терригенных пород
Рифей	2930	2950	до полного	380	да	0,0123	0,020	Естественная трещиноватость и кавернозность пород, низкие пластовые давления.

Таблица А.9 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопрооявлений, 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	до			внутреннего	наружного		
Є ₂₋₃ ev	0	220	вода	-	-	-	Нарушение технологии промывки скважины	Увеличение объема и изменение параметров ПЖ.
Є ₁ bul	1200	1265	вода	-	-	-		
Є ₁ bls ₁	1730	1770	вода	-	-	-		
Є ₁ us	2310	2350	вода	-	-	-		
V, ktq	2580	2610	газ	2610	0,84*	0,84*	При создании депрессии на пласт за счет снижения давления в стволе скважины. Причины: катастрофическое поглощение, нарушении технологии бурения.	Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ.
V, osk	2620	2650	вода	-	-	-		Увеличение объема и изменение параметров ПЖ.
V, vn	2840	2880	газ	2880	0,74*	0,74*		Разгазирование, переливы, выбросы ПЖ.
	2880	2920	нефть	-	829,0	829,0		Пленка нефти.
R	2930	2950	нефть	-	824,0	824,0		

Приложение Б

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ ПРОЕКТА

Таблица Б.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-220 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
0	220	490,0 (19 19/64) GRDP545	290	0,5
		Переводник П-177/171	93	0,517
		3-К490,0 СТ	515	1,64
		Переводник М-171/161	61	0,538
		УБТС2-203	3440	16
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	2496	16
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	5737	184
Σ			12755	220

Таблица Б.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (220-1150 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
220	1150	393,7 FD816МН	130	0,45
		Переводник П-177/171	93	0,517
		2-КА385,0 СТК	252,2	0,825
		Переводник П-171/152	60	0,517
		ДГР-240М.7/8.55	2432	9,975
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		2-КА385,0 СТК	252,2	0,825
		Переводник П-171/161	87	0,521
		УБТС2-203	3440	16
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	1248	8
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	34668,90	1110
Σ		42934,30	1150	

Таблица Б.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (1110-2050 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
1150	2050	У10-295,3 СТ-4ТК	85	0,4
		2-КА290,0 СТК	170,5	0,722
		Д1-240М	1842	7,228
		Переливной клапан ПК-240РС	105	0,48
		Обратный клапан КОБ-240РС	43	0,375
		Переводник П-171/152	87	0,521
		2-КА290,0 СТК	170,5	0,722
		Переводник П-152/161	87	0,521
		УБТС2-203	5160	24
		Переводник П-161/147	60	0,517
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	62127,39	1990
Σ		73744	2050	

Таблица Б.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (2050-2970 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2050	2970	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		10КСИ187,3 СТК	54	0,48
		ДГР-165.7/8.49	1015	8,652
		Переливной клапан ПК-172РС	103	0,84
		Обратный клапан КОБ 172РС	98	0,93
		УБТС2-178	4992	32
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	91361	2926
Σ		97708	2970	

Таблица Б.5 – КНБК для отбора керна (2580-2610 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2580	2610	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		СК-172/80РС	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	79992	2562
Σ			86101	2610

Таблица Б.6 – КНБК для отбора керна (2840-2920 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2840	2920	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		СК-172/80РС	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	89670	2872
Σ			95779	2920

Таблица Б.7 – КНБК для отбора керна (2930-2940 м)

Интервал по стволу, м		Типоразмер, шифр	Масса, кг	Длина, м
от	до			
2930	2940	У9-190,5/80 SC-3Т	22	0,22
		СК-172/80РС	2240	22,56
		Переводник П-133/147	40	0,5
		УБТС2-178	3744	24
		Переводник П-147/133	63	0,527
		ПК-127х9,19 Е	90294	2892
Σ			96403	2940

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	220	220	490	-	1,3	53,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,44
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =32,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =0,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 98,9
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =133,1
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =161,8
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					
220	1150	930	393,7	406	1,3	175,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =1,38
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =88,6
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =4,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 220,7
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =314,8
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =477,5
Техн. 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					
1150	2050	900	295,3	304,9	1,23	159,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =0,1
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =46,1
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =5,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 324,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =324,3
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =379,7
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					
2050	2970	920	190,5	228,7	1,17	124,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} =1,89
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} =26,9
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} =7,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ =254,4
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V _{бр} =290,9
Объем раствора к приготовлению:						V ₃ =228,1

Таблица Б.9 – Результаты расчетов потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка, ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		техническая колонна		Эксп. колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
каустическая сода	Регулятор pH	25	161,8	6,5	238,8	9,6	189,8	7,6	114,1	4,6	704,5	29
глина ПБМБ	структурообразователи	1000	10516,8	10,5	42976,5	43,0	34172,1	34,2	20530,3	20,5	108195,7	109
кальцинированная сода	регулятор жёсткости	25	161,8	6,5	477,5	19,1	379,7	15,2	228,1	9,1	1247,1	50
PAC HV	высоковязкий понизитель фильтрации	25			2387,6	95,5	1898,5	75,9	1140,6	45,6	5426,6	218
PAC LV	низковязкий понизитель фильтрации	25			4297,7	171,9	3417,2	136,7	2053,0	82,1	9767,9	391
REOLUB	смазочная добавка	172			2387,6	13,9	1898,5	11,0	1140,6	6,6	5426,6	32
соль NaCl	предотвращение растворения солей	1000			35813,8	35,8	28476,8	28,5	17108,6	17,1	81399,1	82
пеногаситель	предотвращения пенообразования	20			95,5	4,8	75,9	3,8	45,6	2,3	217,1	11
барит	утяжелитель	1000	40202,8	40,2	113561,1	113,6	90647,5	90,6	730,5	0,7	245141,9	246

Приложение В
Специальный вопрос на тему «Анализ современной
цементировочной техники»



Рисунок В.1 – Атмосферные резервуары (силосы)



Рисунок В.2 – Резервуары для цемента (силосы) под давлением

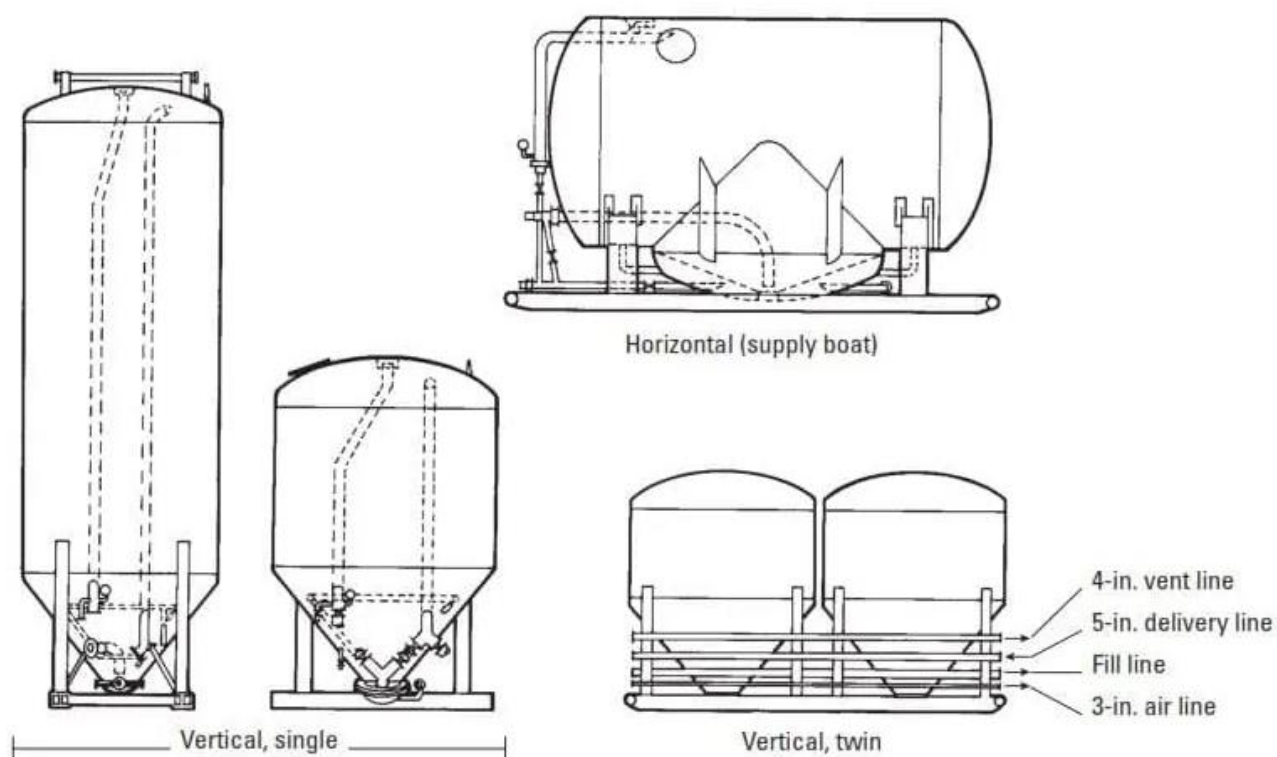


Рисунок В.3 – Резервуары для цемента (силосы) под давлением (различные конфигурации)

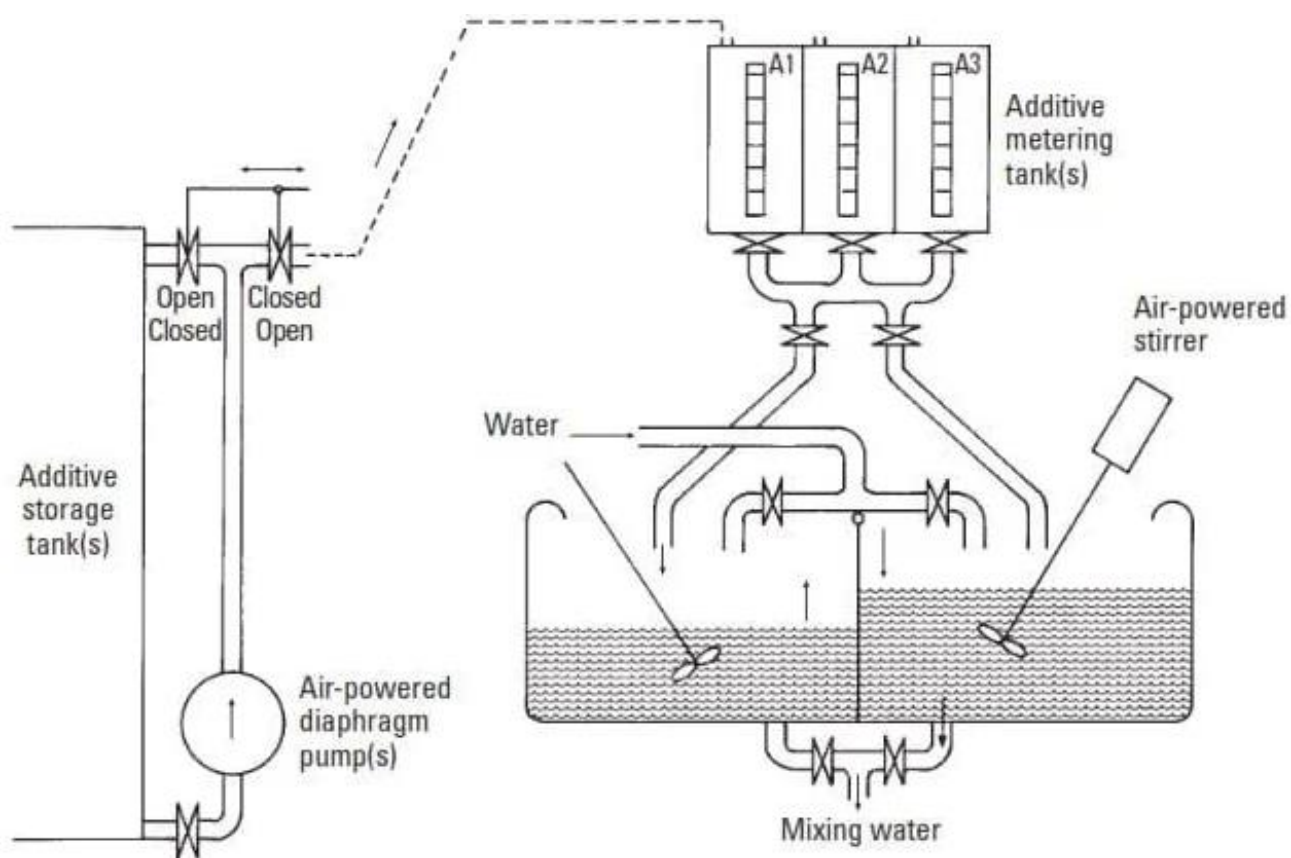


Рисунок В.4 – Система дозирования жидких добавок (с мерными баками)



Рисунок В.5 – Уровнительный резервуар

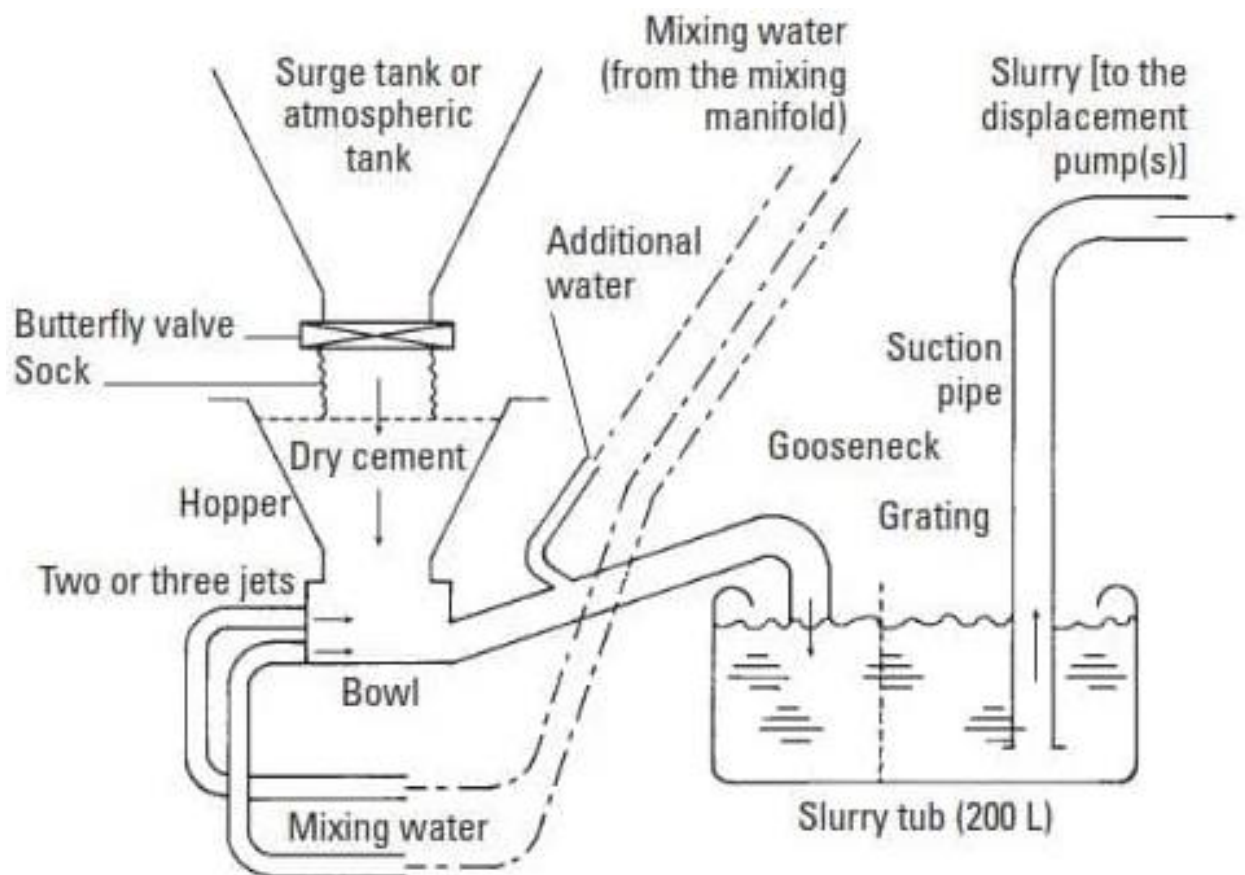


Рисунок В.6 – Обычный струйный смеситель

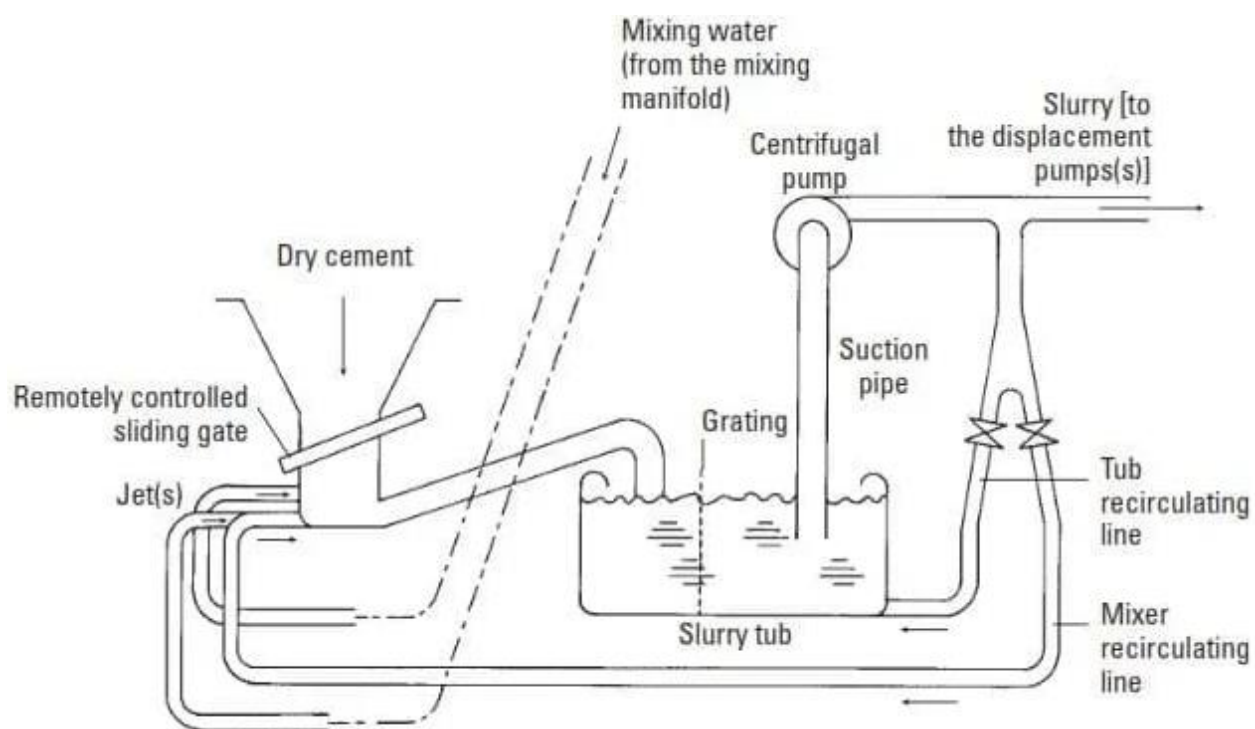


Рисунок В.7 – Рециркуляционный струйный смеситель

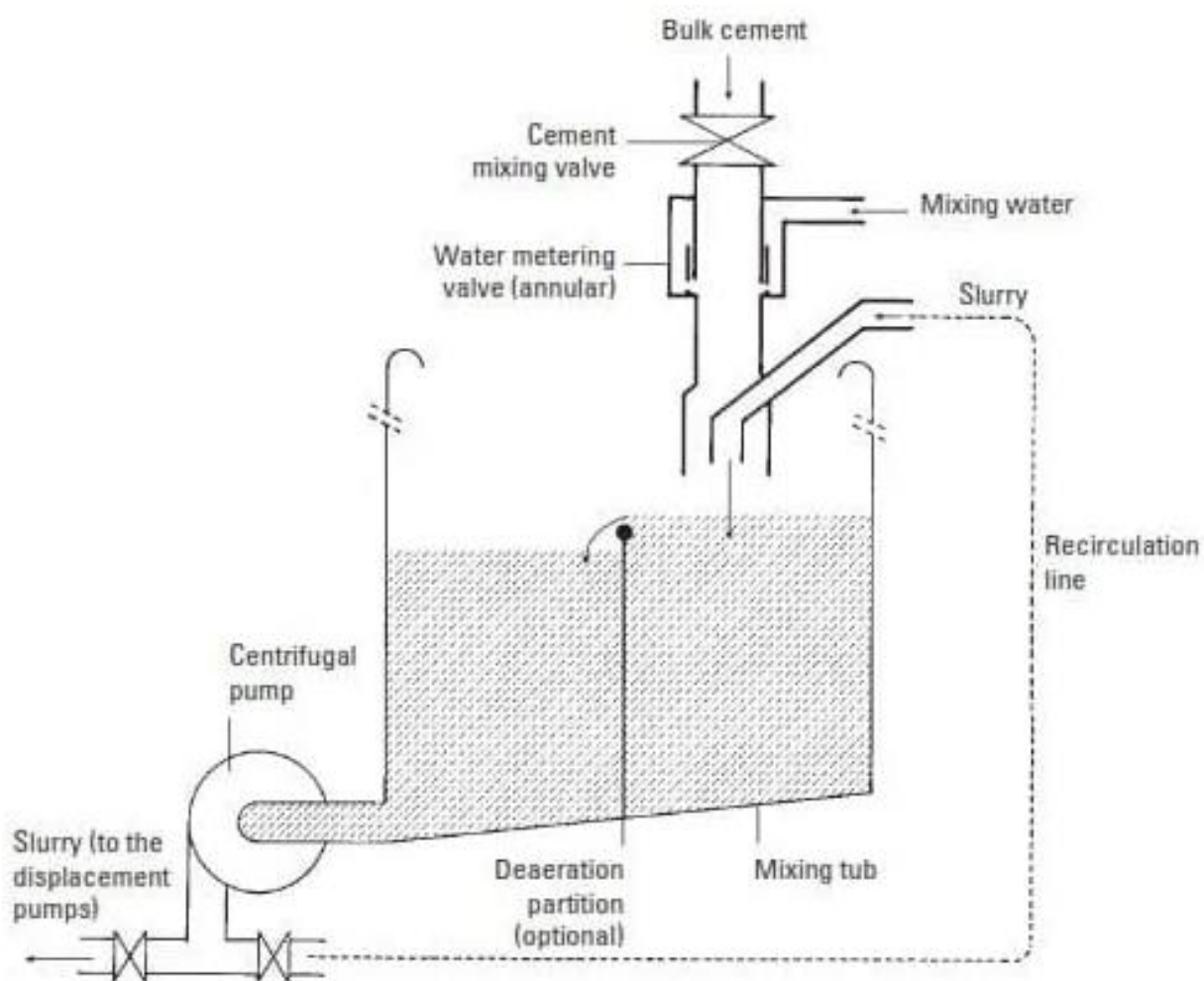


Рисунок В.8 – Рециркуляционный смеситель (без форсунок)

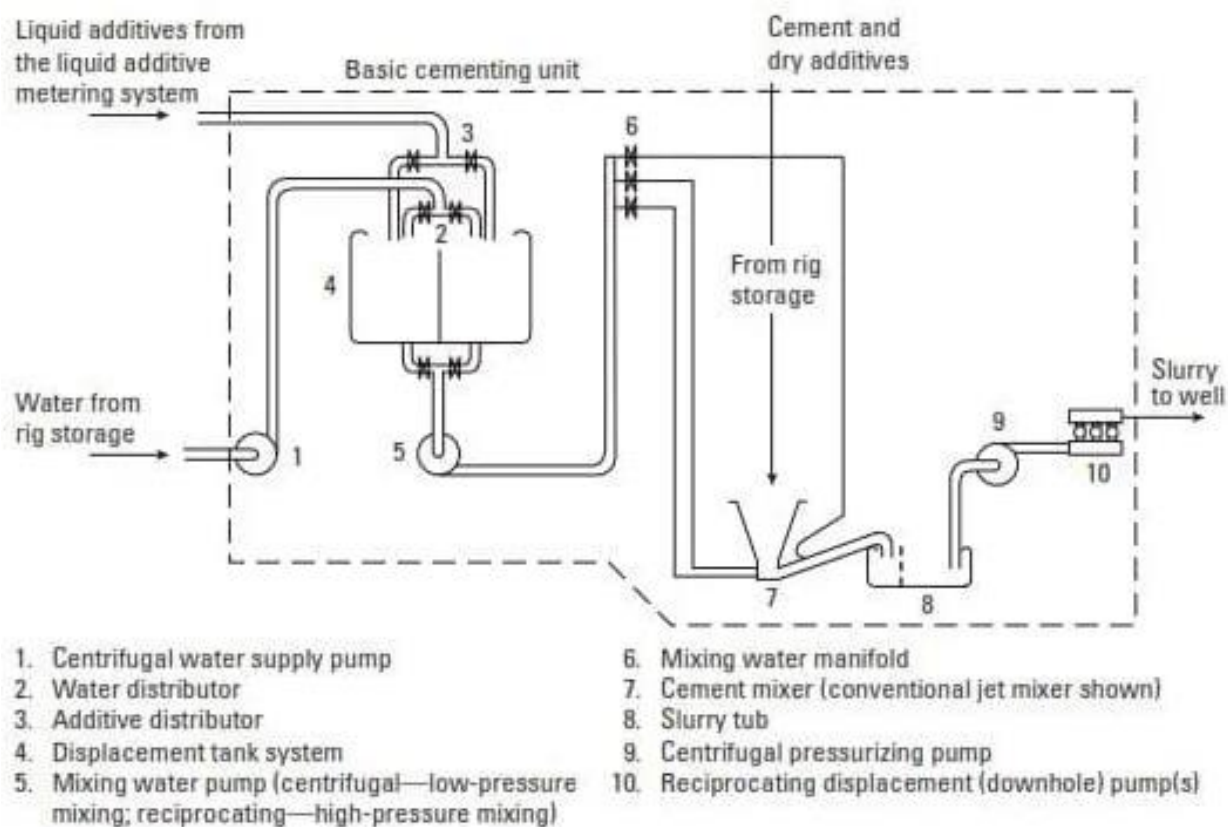


Рисунок В.9 – Типовая схема смесительно-насосного оборудования

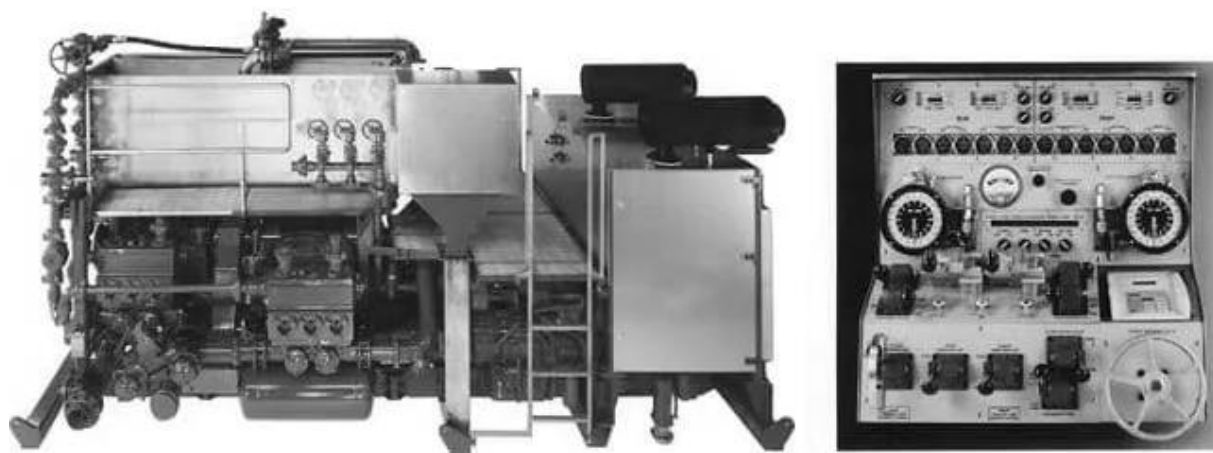


Рисунок В.10 – Стационарная установка для цементирования и пульт управления



Рисунок В.11 – Типовая цементирующая установка



Рисунок В.12 – Цементирующая установка на полуприцепе

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) GRDP545	0	220	500	0,033	220	0,44	7,3	0,43	7,77
Промывка (ЕНВ)										0,20
Нарращивание (ЕНВ)										3,25
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										0,90
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,13
Крепление (ЕНВ)										14,82
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого										27,40
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,63
Смена вахт (ЕНВ)										0,10
Итого по колонне направление										13,41
Бурение под кондуктор	393,7 FD816MH	220	1150	3000	0,040	930	0,31	37,2	3,12	40,32
Промывка (ЕНВ)										0,80
Нарращивание (ЕНВ)										12,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										43,36
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										102,25
Ремонтные работы (ЕНВ)										5,11
Смена вахт (ЕНВ)										0,50
Итого по колонне кондуктора										107,86

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под техническую колонну	У10-295,3 ST-4TK	1150	2050	800	0,04	900	1,13	36,0	6,65	42,65
Промывка (регламент/ЕНВ)										0,85
Наращивание (ЕНВ)										12,50
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,30
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,40
Крепление (ЕНВ)										48,56
ГТИ (ЕНВ)										6,90
Шаблонировка после ГТИ										1,80
Смена обтираторов (ЕНВ)										4,17
Итого										122,13
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,11
Смена вахт (ЕНВ)										1,00
Итого по технической колонне										129,23
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	2050	2580	3500	0,05	530	0,15	26,5	10,61	37,11
Привязочный каротаж										2,11
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3T	2580	2610	400	0,2	30	0,08	6	21,50	27,50
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	2610	2840	3500	0,05	230	0,07	11,5	10,89	22,39
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3T	2840	2920	400	0,2	80	0,20	16	56,20	72,20
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	2920	2930	3500	0,05	10	0,00	0,5	11,31	11,81
Отбор керна	У9-190,5/80 SC-3T	2930	2940	400	0,2	10	0,03	2	11,38	13,38
Бурение под эксплуатационную колонну	У8-190,5 ST-3TK	2940	2970	3500	0,05	30	0,01	1,5	11,52	13,02
Промывка (регламент/ЕНВ)										1,26
Наращивание (ЕНВ)										12,75
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										4,70
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,50
Крепление (ЕНВ)										55,02
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:										324,29

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ремонтные работы (ЕНВ)										25,94
Смена вахт (ЕНВ)										6,67
Итого по эксплуатационной колонне										356,90
Итого по колоннам										622,86

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, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,6	80,9	2,7	371,4	3,4	464,5	12,6	1738,2
Социальные отчисления, 30,4%						24,6		112,9		141,2		528,4
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,6	8,4	2,7	38,7	3,4	48,4	12,6	181,1
Социальные отчисления, 30,4%						2,6		11,8		14,7		55,1
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,6	148,0	2,7	679,6	3,4	850,0	12,6	3180,6
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,6	838,7	2,7	3851,3	3,4	4816,9	12,6	18024,9
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,7	603,6	3,4	755,0	10,2	2281,7
Прокат ВЗД	сут	103,6					2,7	278,4	3,4	348,2	10,2	1052,5
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,7	23,9	3,4	29,9	12,6	111,9
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,7	20,3	3,4	25,3	12,6	94,8
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,7	401,7	3,4	502,5	12,6	1880,2
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,6	19,9	2,7	91,2	3,4	114,0	12,6	426,7

Продолжение таблицы Г.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,6	58,8	2,7	269,8	3,4	337,5	12,6	1262,9
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,7	14,9	3,4	18,6	12,6	69,6
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,6	99,1	2,7	455,0	3,4	569,0	12,6	2129,4
Каустическая сода	т	140,3			0,2	22,7	0,2	33,5	0,2	26,6	0,1	16,0
Глина ПБМБ	т	284,6			10,5	2993	43,0	12231	34,2	9725,4	20,5	5842,9
Кальцинированная сода	т	124,8			0,2	20,2	0,5	59,6	0,4	47,4	0,2	28,5
РАС-HV	т	738,7					2,4	1763,7	1,9	1402,4	1,1	842,6
РАС-LV	т	681,6					4,3	2929,3	3,4	2329,2	2,1	1399,3
REOLUB	т	472,9					2,4	1129,1	1,9	897,8	1,1	539,4
соль NaCl	т	99,7					35,8	3570,6	28,5	2839,1	17,1	1705,7
Пеногаситель	т	954,7					0,1	91,2	0,1	72,5	0,0	43,5
Барит	т	76,1			40,2		113,6	8642,0	90,6	6898,3	0,7	55,6
Итого затрат зависящих от времени, руб			8749,8		4363,1		37674,7		33274,4		43491,6	
Затраты, зависящие от объема работ												
490,0 (19 19/64) GRDP545	шт	1985,7			0,4	873,7						
393,7 FD816MH	шт	1522,0					0,3	471,8				
У10-295,3 ST-4ТК	шт	4458,6							1,1	5015,9		
У8-190,5 ST-3ТК	шт	5254,6									0,23	1201,1
У9-190,5/80 SC-3Т	шт	4463,0									0,30	1338,9
Калибратор 3-К490,0 СТ	шт	890,5			0,4	391,8						
Калибратор 2-КА385,0 СТК	шт	565,4					0,3	175,3				
Калибратор 2-КА290,0 СТК	шт	415,5							1,1	467,5		
Калибратор 10КСИ187,3 СТК	шт	290,3									0,23	66,3
Итого по затратам зависящим от объема работ, руб			0,0		1265,6		647,1		5483,4		2606,3	
Итого по колоннам, руб			8749,8		5628,7		38321,8		38757,8		46097,9	
Всего по сметному расчету, руб			137555,9									

Таблица Г.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ТК		ЭК	
			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	0,6	79,8	1,8	233,3	2,0	261,3	2,3	296,1
Социальные отчисления, 30,4%				24,2		70,9		79,4		90,0
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,6	7,2	1,8	21,0	2,0	23,5	2,3	26,6
Социальные отчисления, 30,4%				2,2		6,4		7,1		8,1
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,6	4,7	1,8	13,6	2,0	15,3	2,3	17,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,6	156,2	1,8	456,8	2,0	511,6	2,3	579,7
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,6	884,9	1,8	2588,9	2,0	2899,5	2,3	3285,0
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,6	85,8	1,8	250,9	2,0	281,0	2,3	318,4
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,6	5,5	1,8	16,1	2,0	18,0	2,3	20,4
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,6	104,5	1,8	305,8	2,0	342,5	2,3	388,1
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,6	11,4	1,8	33,2	2,0	37,2	2,3	42,2
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,6	20,9	1,8	61,3	2,0	68,6	2,3	77,8
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
ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	шт	45,1	9,0	405,9						
ЦПЦ-324/393,7 («НефтьКам»)	шт	34,6			39,0	1349,4				
ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	шт	19,4					54,0	1047,6		
ЦПЦ-146/190,5 («НефтьКам»)	шт	16,5							84,0	1386,0
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		

Продолжение таблицы Г.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
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				
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	2360					1,0	2360,0		
Головка цементирующая ГЦУ-146	шт	1828							1,0	1828,0
Итого затрат зависящих от времени, руб			5371,7		8352,5		8300,8		8745,1	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 426х10 Д	м	37,21	220,0	8186,2						
Обсадные трубы 324х8,5 Д	м	28,53			1150,0	32809				
Обсадные трубы 245х7,9 Д	м	24,1					2050,0	49405,0		
Обсадные трубы 146х10,7; 146х8,5 Д	м	17,8							2970,0	52866
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	75,8	8,4	636,7	12,3	932,3	11,5	871,7	9,6	727,7
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(4-6)-50	т	47,3			30,4	1437,9	32,1	1518,3	13,6	643,3
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			9402,9		36571,88		54152,08		56582,11	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб						156708,9				
Всего по сметному расчету, руб						187479,0				

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	67 728	1 163 401,84
	Итого по главе 1	67 728	1 163 401,84
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	77 861	6 543 127,00
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	953 892,64
	Итого по главе 2	89 212	7 497 019,63
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	137 556	11 559 645,25
3.2	Крепление скважины	187 479	15 754 988,15
	Итого по главе 3	325 035	27 314 633,40
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание на продуктивность	28 127	2 363 718,92
	Итого по главе 4	28 127	2 363 718,92
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	38 848	3 264 618,76
	Итого по главе 5	38 848	3 264 618,76
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	8 475	712 184,83
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	628	52 754,43
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 728 648,92
	Итого по главе 6	41 573	3 493 588,18
	ИТОГО прямых затрат	590 523	45 096 980,73
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 15% на итог прямых затрат	118 105	9 019 396,15
	Итого по главе 7	118 105	9 019 396,15
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	56 690	4 329 310,15
	Итого по главе 8	56 690	4 329 310,15
	ИТОГО по главам 1-8	765 317	58 445 687,03

Продолжение таблицы Г.4

1	2	3	4
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 15%	187 503	14 319 193,32
9.2	Ваховые надбавки, 4,4%	33 674	2 571 610,23
9.3	Северные надбавки 2,98%	22 806	1 741 681,47
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	7 500 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	2 800 000,00
9.6	Транспортировка керна	-	35 000,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	43 000,00
9.8	Авиатранспорт	-	2 210 000,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	128 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 000,00
9.11	Перевозка вахт	-	170 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	35 000,00
	Итого прочих работ и затрат	243 983	32 423 485,02
	ИТОГО по гл 1-9	1 009 301	90 869 172,05
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 531	116 891,37
	Итого по главе 10	1 531	116 891,37
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	50 542	4 438 803,17
	Итого по главе 12	50 542	4 438 803,17
ИТОГО		1 061 373	95 424 866,60
ВСЕГО ПО СМЕТЕ			95 424 866,60
НДС			17 176 475,99
ВСЕГО с учетом НДС			112 601 342,59

Приложение Д

Социальная ответственность

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

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях 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
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума	Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий
Повышенный уровень вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	ГОСТ 12.1005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования СП 60.13330.2020 Отопление, вентиляция, кондиционирование воздуха
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 (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током	Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 «Об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ)»
Действие силы тяжести в тех случаях, когда оно может вызвать падение работающего с высоты	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»