



Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП: Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация
Бурение нефтяных и газовых скважин

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЫ НА ЛУГИНЕЦКУЮ СВИТУ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.085.24:622.276

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Хлынов Владимир Александрович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Башкиров Иван Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Специализация «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Код	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и инженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами

Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Хлынов Владимир Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№40-8/с от 09.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)	1. Геологические условия бурения 2. Интервал отбора керна: - 3. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком с 2 забоями 4. Данные по профилю: Угол входа в пласт не менее 80 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Точку расчленения ствола скважины определить. Основной ствол: Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 300 метров Дополнительный ствол: Отход на кровлю Т2/ длина горизонтального участка ствола: 1050 метров / 300 метров 5. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 6. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 7. Диаметр хвостовика: определить расчетами
---	---

	8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 9. Конструкция забоя (выбрать): фильтровая колонна 10. Способ освоения скважины (выбрать): свабирование/кислотная обработка/струйный насос
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке (аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)	1. ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ 1.1. Геологическая характеристика разреза скважины 1.2. Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Проектирование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн 2.3. Проектирование процессов углубления скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн на прочность 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.3. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Освоение скважины 2.4.4.3. Выбор типа фонтанной арматуры 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВОПРОС
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель ООД ШБИП

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Хлынов Владимир Александрович		10.02.2023



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (ООП): 21.03.01 Нефтегазовое дело (Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин)

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б93	Хлынов Владимир Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	20.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2023	1. Общая геологическая часть	10
05.04.2023	2. Технологическая часть	40
22.04.2023	3. Специальная часть	20
13.06.2023	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
14.06.2023	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		10.02.2023

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Башкиров Иван Александрович			10.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ ИШПР	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Хлынов Владимир Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 82 страницы, 13 рисунков, 41 таблицу, 21 литературный источник, 6 приложений.

Ключевые слова: бурение, породоразрушающий инструмент, конструкция скважины, буровой раствор, цементирование, заканчивание скважин, буровая установка, проектирование.

Целью работы является проектирование технологических решений для строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения.

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство эксплуатационной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения глубиной 3695 м (по вертикали).

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена организационная структура предприятия, а также рассчитана сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора.

В разделе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, опасные и вредные производственные факторы, а также вопросы экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word.

Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «КОМПАС», использовано программное обеспечение ООО «Бурсофтпроект».

Содержание

Сокращения, термины и определения.....	12
Введение.....	14
1 Горно-геологические условия бурения скважины	15
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	15
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади).....	19
1.3 Зоны возможных осложнений	21
2 Технологическая часть	25
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	25
2.2 Проектирование конструкции скважины	25
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины.....	25
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	26
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска	27
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	28
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	28
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	29
2.3 Проектирование процессов углубления скважины	30
2.3.1 Выбор способа бурения	30
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	30
2.3.3 Выбор типа калибратора	31
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	32
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	33
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	33
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	34
2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	35
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	36
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	42
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины.....	44
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	44

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	44
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	46
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	48
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	48
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	49
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	52
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	53
2.4.4.2 Освоение скважины	54
2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры	54
2.5 Выбор буровой установки	55
3 Специальный вопрос на тему: «Проектирование скважины с многоколонной конструкцией в сложных горно-геологических условиях крайнего севера» .	56
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	65
4.1 Общая характеристика предприятия.....	65
4.2 Схема и описание организационной структуры управления предприятием	66
4.3 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов.....	66
5 Социальная ответственность	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.2 Производственная безопасность.....	71
5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия	72
5.3 Экологическая безопасность.....	77
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	78
Заключение	79
Список используемых источников.....	80
Приложение А	83
Приложение Б.....	87
Приложение В.....	93

Приложение Г	94
Приложение Д.....	95
Приложение Е.....	97

Сокращения, термины и определения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах;

ГКН – гидрокарбонатно-натриевый;

ХЛК – хлоридно-кальциевый;

ГНО – глубинное насосное оборудование;

ХВ – хвостовик;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ОКК – обвязка колонная клиньевая;

ОП – оборудование противовыбросовое;

СВП – система верхнего привода;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

РУС – роторная управляемая система;

PDC – polycrystalline diamond compact;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

БКМ.ВР.ОК - башмак колонный металлический вращающийся с обратным клапаном;

ЦКОД – цементируемый клапан обратный дроссельный;

ЦПЦ – центратор пружинный цельный;

ПХН – подвеска хвостовика нецементируемая;

БКОК – башмак колонны с обратным клапаном;

ЦЦ – центратор цементируемый;

ЦТ – централизатор-турболизатор;

ПРП-Ц-В – пробка продавочная цементируочная верхняя;

ПРП-Ц-Н – пробка продавочная цементируочная нижняя;

МБП – материал буферный порошкообразный;
НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота;
ПЦТ – портландцемент тампонажный;
СКЦ – станция контроля цементирования;
БМ – блок манифольдов;
УСО – установка смесительно-осреднительная;
ЦА – цементирувочный агрегат;
УС – установка смесительная;
ПМ-ОС – пробка мостовая для открытого ствола;
АФ – арматура фонтанная;
БУ – буровая установка;
ММП – многолетнемёрзлые породы;
СИЗ – средства индивидуальной защиты.

Введение

Нефтяная и газовая промышленность играют ключевую роль в мировой экономике, обеспечивая энергетические ресурсы для различных отраслей промышленности и населения. Разработка и освоение новых нефтяных месторождений являются важным направлением для обеспечения стабильной и эффективной добычи углеводородных ресурсов. В связи с этим, разработка новых технологических решений для строительства и эксплуатации скважин становится неотъемлемой частью развития нефтегазовой отрасли.

На сегодняшний день, наблюдается тенденция увеличения числа месторождений, на которых условия бурения скважин являются осложненными. Проектирование скважин является важным фактором для обеспечения безопасной и эффективной работы отрасли.

Правильное проектирование позволяет оптимизировать добычу ресурсов, минимизировать потери и повысить общую производительность месторождения. Кроме этого, проект должен включать в себя рациональные решения, целесообразность которых экономически и технологически подтверждена.

Данными требованиями обосновывается актуальность рассматриваемых вопросов выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения».

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Таблица 1 – Стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозной в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	50	Четвертичная система	Q	0	-	1,45
50	140	Некрасовская свита	Pg3 nk	0	-	1,45
140	190	Чеганская свита	Pg2-3 cg	0	-	1,45
190	250	Люлинворская свита	Pg2 ll	0	-	1,45
250	300	Талицкая свита	Pg1 tl	0	-	1,45
300	460	Ганькинская свита	K2 gn	0	-	1,45
460	510	Славгородская свита	K2 sl	0	-	1,45
510	640	Ипатовская свита	K2 ip	0	-	1,45
640	670	Кузнецовская свита	K2 kz	0	-	1,45
670	1550	Покурская свита	K1-2 pk	0	-	1,10
1550	1590	Алымская свита	K1 al	0	-	1,10
1590	2250	Киялинская свита	K1 kls	0	-	1,10
2250	2320	Тарская свита	K1 tr	0	-	1,10
2320	2570	Куломзинская свита	K1 klm	0	-	1,10
2570	2600	Баженовская свита + Георгиевская	J3 bg + J3 gr	0	-	1,10
2600	2680	Васюганская свита	J3 vs	0	-	1,10
2680	2945	Тюменская свита	J2 tm	0	-	1,20
2945	3050	Салатская свита	J1 sal	0	-	1,20
3050	3060	Тогурская свита	J1 tog	0	-	1,20
3060	3070	Урманская свита	J1 urm	0	-	1,20
3070	3750	Лугинецкая	PZ	45-50	-	1,30

Таблица 2 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м по вертикали		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Проница- емость, мдарси	Глинист- ость, %	Карбо- натность, %	Твёр- дость, кгс/мм ²	Рассло- енность породы	Абра- зивность	Категория породы промысловой классифика- ции
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	50	торф	1,9	-	500	-	0	0	1	10	мягкая
			пески	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			супеси	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg3 nk	50	140	пески	2,4	-	600	-	0	0	1	10	мягкая
			глины	2,4	-	0	95	0	10	2	4	мягкая
			суглинки	2,0	-	0	30	0	10	2	4	мягкая
			супеси	2,0	-	0	-	0	15	3	10	мягкая
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg2-3 cg	140	190	алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая,
			глины	2,4	-	0	95	0	0	1	4	мягкая
Pg2 ll	190	250	глины	2,1	-	0	95	0	10	2	4	мягкая,
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
Pg1 tl	250	300	глины	2,4	-	1	90	0	10	2	4	мягкая,
			алевриты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая
K2 gn	300	460	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая
K2 sl	460	510	глины	2,60	-	5	95	2	25	3	4	мягкая,
K2 ip	510	640	глины	2,4	-	0	90	0	15	3	4	мягкая,
			пески	2,6	32	450	8	3	25	2	10	мягкая
			алевролиты	2,6	-	50	-	0	10	3	10	мягкая

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K1-2 pk	670	1550	глины песчаники алевролиты пески	2,4 2,6 2,6 2,5	- 31,5 13,5 38	0 1000 10 1450-1500	95 5 18 7	2 3 5 3	25 30 35 20	3 2 3 1	4 10 6 10	мягкая, средняя средняя средняя
K1 kls	1590	2250	песчаники алевролиты глины	2,60 2,69 2,60	26,2 - -	100 30 5	5 25 95	5 5 2	30 - 25	2 3 3	10 10 4	средняя средняя мягкая
K1 tr	2250	2320	песчаники аргиллиты	2,60 2,67	25 -	50 5	20 95	5 5	40 50	3 3	10 4	средняя средняя
K1 klm	2320	2570	песчанки, алевролиты, аргиллиты	2,60 2,69 2,67	17 - -	240 30 2	20 25 95	5 5 5	45 35 50	3 3 3	10 6 4	средняя средняя средняя
J3 bg+J3 gr	2570	2600	аргиллиты	2,67	-	0	95	5	70	3	4	средняя
J3 vs	2620	2680	аргиллиты алевролиты песчаники	2,67 2,69 2,60	- - 18,0	5 15 32	0 25 20	0 5 5	120 70 65	4 3 3	5 6 10	средняя твердые средняя
J2 tm	2680	2945	аргиллиты алевролиты песчаники угли	2,67 2,69 2,60 1,2	- - 12,6 -	- - 2,09 0	90 25 20 0	5 5 5 0	130 120 120 25	3 3 3 4	4 6 10 5	твердые твердые твердые средняя
J1 sal	2920	3060	песчаники, алевролиты, аргиллиты,	2,60 2,4 2,67	15 10 -	2,09 5 5	20 25 90	5 5 5	120 150 130	3 4 3	10 6 4	твердые твердые твердые
J1 tog	3060	3060	аргиллиты	2,67	-	5	90	5	130	3	4	твердые
J1 urm	3070	3088	алевролиты аргиллиты	2,4 2,67	10 -	5 5	25 90	5 5	150 130	4 3	6 4	твердые твердые
PZ	3088	3750	известняки	2,75	24,2	64,1	35	80	170	4	4	твердые

Таблица 3 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиг- рафи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового		источ- ник полу- чения	порового		источ- ник полу- чения	гидроразрыва пород		источ- ник полу- чения	горного		источ- ник полу- чения	°С	Источник получения
			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м			кгс/см ² на м				
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q	0	50	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0	0,22	РФЗ	3	РФЗ
Pg3 nk	50	140	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	10	РФЗ
Pg2-3 cg	140	190	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	15	РФЗ
Pg2 ll	190	250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,200	0,200	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	16	РФЗ
Pg1 tl	250	300	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,22	0,22	РФЗ	18	РФЗ
K2 gn	300	460	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 sl	460	510	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	20	РФЗ
K2 ip	510	640	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K2 kz	640	670	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	21	РФЗ
K1-2 pk	670	1550	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,190	0,190	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	52	РФЗ
K1 al	1550	1590	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,170	0,170	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	65	РФЗ
K1 kls	1590	2250	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	75	РФЗ
K1 tr	2250	2320	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
K1 klm	2320	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,23	0,23	РФЗ	79	РФЗ
J3 bg + J3 gr	2570	2600	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	87	РФЗ
J3 vs	2600	2680	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	90	РФЗ
J2 tm	2680	2945	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	100	РФЗ
J1 sal	2945	3050	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	101	РФЗ
J1 tog	3050	3060	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	102	РФЗ
J1 urm	3060	3070	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,160	0,160	РФЗ	0,24	0,24	РФЗ	103	РФЗ
PZ	3070	3750	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	РФЗ	0,155	0,155	РФЗ	0,25	0,25	РФЗ	107	РФЗ

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Таблица 4 – Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, Д/сПз	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор, нм ³ /м ³
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					
J ₂ (Ю ₁₁)	2866	2874	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156
J ₂ (Ю ₁₂)	2896	2904	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	20	156
J ₂ (Ю ₁₃)	2908	2926	терригенный	0,681	0,811	0,010	0,39	4,98	30	156
J ₁ (Ю ₁₄₋₁₅)	2946	2989	терригенный	0,683	0,811	0,0223	0,39	4,98	20-70	156
к.в.*	3056	3076	терригенный	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	50	160
M1	3680	3710	Порово- трещинно- каверновый	0,688	0,875	0,0223	0,49	8,13	0-250	198

Таблица 5 – Водоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мдарси	Степень минера- лизации М, г/л	Тип воды по Сулину:	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	От (верх)	До (низ)						ГКН - NaHCO ₃	
								ХЛК - CaCl	
1. Палеоген - четвертичных комплекс									
Q	0	50	поровый	1,00	20-160	2500	0,1-0,2	ГКН	нет
Pg3 nk	50	140	поровый	1,00	До 300	500	0,11-0,87	ГКН	да
2. Апт-альб - сеноманский комплекс									
K1-2 pk	670	1550	поровый	1,004	168-492	500	11-15	ХЛК	нет
3. Неокомский водоносный комплекс									
K1 kls - K1 klm	1590	2570	поровый	1,01	100-200	-	17-27	ХЛК	нет
4. Юрско - палеозойский комплекс									
J3 vs - J2 tm	2600	2920	терригенный	1,022	До 125	32	40,1	ХЛК	нет
PZ	3096	3750	порово- трещинно- каверновый	1,027	До 250	64,1	41,9	ХЛК	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Таблица 6 – Возможные поглощения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
Q - P _{г3} nk	0	140	1	10	нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
K ₁₋₂ pk	670	1550	1	30	нет	0,13	0,18	
Pz	3070	3750	5	100	да	0,110	0,155	

Таблица 7 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий
	От (верх)	До (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
Q - P _г nk	0	140	Глинистый	1,16-1,18	40-50	B>6-8 см ³ за 30 мин	3,0	Соблюдение технологической скорости бурения, проработка ствола скважины, увеличение плотности и снижение водоотдачи промывочной жидкости.
Мел	670	2570	Полимер - глинистый	1,08-1,10	20-22	B>6-8 см ³ за 30 мин	2,5	
J3 bg+J3 gr+J3 vs	2570	2950	Полимер - глинистый	1,10-1,12	20-25	B>6-7 см ³ за 30 мин	-	
J1 sal	2950	3040	Полимер - глинистый	1,11-1,13	35-45	B>4-5 см ³ за 30 мин	-	
PZ+тогур +урман	3040	3750	Полимер - глинистый	<1,10-1,12	20-25	B>5 см ³ за 30 мин	2,5	

Таблица 8 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т. п.)
	От (верх)	До (низ)			внутрен- него	наруж- ного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - Pg ₃ nk	50	140	вода	-	1,00	1,00	Снижение противодавление на пласт ниже гидростатического	Увеличение водоотдачи, перелив бурового раствора
K ₂ ip	510	640	вода	-	1,00	1,00	- // -	- // -
K ₂ pk	685	1560	вода	-	1,004	1,004	- // -	- // -
K ₁ al - K ₁ klm	1560	2590	вода	-	1,01	1,01	- // -	- // -
J ₃ vs	2620	2680	вода	-	1,02	1,02	- // -	- // -
J ₂ tm	2680	2866	вода	-	1,02	1,02	- // -	- // -
	2866	2874	нефть	-	0,683	0,683	Несоблюдение параметров бурового раствора, снижение противодавления на пласт ниже гидростатического.	Перелив бурового раствора, пленка нефти, пузырьки газа, увеличение водоотдачи, плотное поглощение
	2880	2890	вода	-	1,02	1,02		
	2896	2904	нефть	-	0,681	0,681		
	2908	2926	нефть	-	0,681	0,681		
	2946	2989	нефть	-	0,683	0,683		
Pz	3680	3710	нефть	-	0,688	0,688		
	3710	3750	вода	-	1,027	1,027		

Таблица 9 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		Тип	Плот- ность, г/см ³	Водо- отдача, см ³ 30 мин	Смазв. добавки		
Q - $P_{g_{2-3}}$ сг	0	190	От перепада давления, от обвала неустой- чивых пород	Глинист- тый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
P_{g_2} - K_2 сл	190	490	От обвала неустойчивы х пород	Глинист- тый	<1,16	>10	нет	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, недостаточная очистка забоя от выбуренной породы.
K_{1-2} рк	700	1690	От перепада давления	Глинист- тый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.
K_1 ал	1690	1760	От заклинки и сальнико- образования, разбухание глинистых пород	Глинист- тый	>1.15	>10	нет	да	Оставление бурового инструмента без движения. Увеличение плотности бурового раствора выше проектной.

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
нижняя юра	2908	2989	От обвала пород, от перепада давления	Полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.
Pz	3076	3120	От обвала пород, от перепада давления	Полимерный DrilPlex	<1.12	>10	нефть	да	Несоблюдение проектных параметров бурового раствора, режима промывки, оставление бурового инструмента без движения.

Таблица 10 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование и пр.	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
$Pg_{2-3} \text{ cg} + K_2 \text{ sl}$	140	510	Возможны кавернообразование	За счет потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
$K_{1-2} \text{ kz}$	640	670	Возможны кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора
$K_{1al} + kls$	1550	2250	Возможны незначительное кавернообразование, сужение ствола	За счет разбухания глинистых пород и потери устойчивости стенок ствола вследствие некачественного бурового раствора

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию данные по профилю:

Угол входа в пласт не менее 80° . Максимальный зенитный угол в интервале ГНО не более 65° , зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Точку расчленения ствола скважины определить.

- Основной ствол: отход на кровлю T_1 / длина горизонтального участка ствола: 950 метров / 300 метров
- Дополнительный ствол: отход на точку T_2 / длина горизонтального участка ствола: 1050 метров / 300 метров

Руководствуясь этим, выбираем тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком с двумя забоями.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект». Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектный профиль основного и дополнительного стволов скважины представлен на рисунках А.1 и А.2.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя и выбор способа заканчивания скважины

Проектом предусмотрена эксплуатационная многозабойная скважина, с конструкцией забоя – фильтровая колонна. Проектируется забой открытого типа, с перекрытием эксплуатационного объекта нецементируемым фильтром-хвостовиком.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

На рисунке 1 представлен график совмещенных давлений.

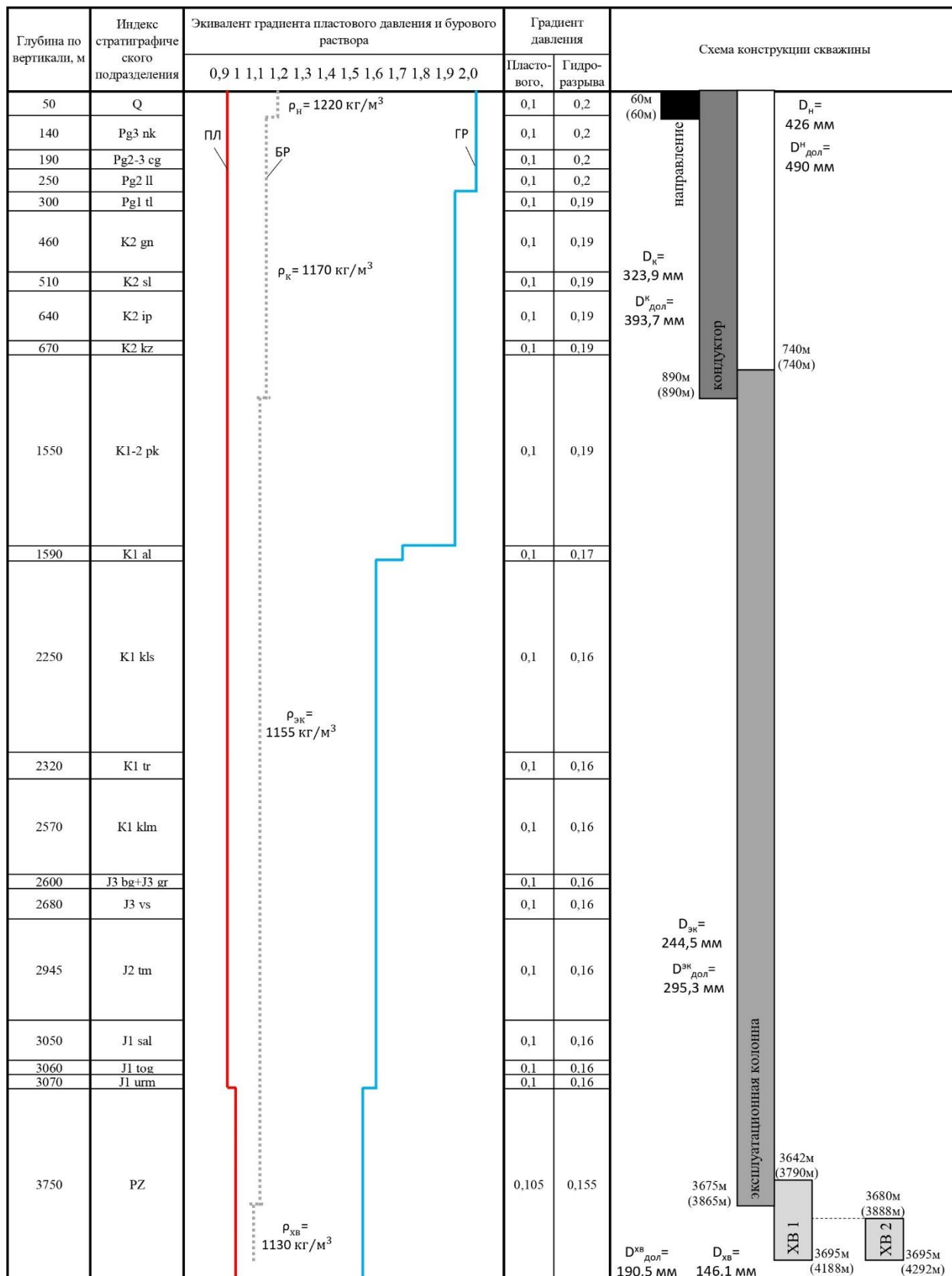


Рисунок 1 – График совмещенных давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубин их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуются спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как четвертичные отложения составляют 50 м, то глубина спуска обсадной колонны составляет 60 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Проектом не предусмотрено вскрытие эксплуатационной колонной продуктивного пласта Лугинецкой свиты, исходя из этого, при расчете глубины спуска кондуктора, объект бурения не учитывался. Согласно расчетам, представленным в таблице 11, было принято решение спускать кондуктор на глубину 890 м.

Таблица 11 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя объекта	J ₂ (Ю ₁₁)	J ₂ (Ю ₁₂)	J ₂ (Ю ₁₃)	J ₁ (Ю ₁₄₋₁₅)	К.В.*
Глубина кровли продуктивного пласта L _{кр} , м	2866	2896	2908	2946	3056
Градиент пластового давления Г _{пл} , атм/м	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Градиент давления гидроразрыва Г _{грп} , атм/м	0,190	0,190	0,190	0,190	0,190
Плотность нефти ρ _н , кг/м ³	681	681	681	683	688
Пластовое давление Р _{пл} , атм	286,6	289,6	290,8	294,6	305,6
Минимальная глубина спуска кондуктора L _{конд} , м	850	860	860	870	880
Коэффициент запаса	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Принимаемая глубина спуска кондуктора	890				

Эксплуатационная колонна спускается до глубины, выше точки зарезки бокового ствола на 20 м по стволу. Исходя из этого, глубина спуска эксплуатационной колонны составляет 3675 м по вертикали (3865 м по стволу).

Хвостовики основного и дополнительных стволов с выходом в горизонт спускаются на всю глубину до проектного забоя, 4188 м и 4292 м соответственно (3695 по вертикали).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектом предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление цементируется на всю длину – 60 м;
2. Кондуктор цементируется на всю длину – 890 м;
3. Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 м для нефтяной скважины. Интервал цементирования ЭК: 740–3675 м (740–3865 м по стволу).
4. Хвостовики основного и дополнительного ствола, исходя из требований технического задания и конструкции забоя, не цементируются.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

В таблице 12 представлены результаты расчетов диаметров скважины и обсадных колонн.

Таблица 12 – Результаты расчетов диаметров скважины и обсадных колонн

Обсадная колонна	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной колонны, мм
Направление	490,0	426,0
Кондуктор	393,7	323,9
Эксплуатационная колонна	295,3	244,5
Хвостовик основной	190,5	146,1
Хвостовик дополнительный	190,5	146,1

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

В таблице 13 представлен результат давления опрессовки колонн по нефтяному пласту.

Таблица 13 – Результат расчета давления опрессовки колонн

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	32,78
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	29,80
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	13,80
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	27,09
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	38,64
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	grad $P_{пл}$	0,0105
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	688
Ускорение свободного падения	g	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	3680
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	33,7
Основание натурального логарифма	e	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,22
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,745
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	2948,07

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что необходимо выбрать значение давления опрессовки равное: $P_{оп} = 32,78$ МПа.

Для подбора колонной головки необходимо учесть еще ряд параметров: тип колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС); допустимое давление опрессовки (МПа); диаметр колонн, с которыми обвязывается КГ; учесть коррозионное исполнение (К1, К2, К3) и исполнение по морозостойкости (ХЛ, УХЛ)

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-245х324 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-425/80х35.

2.3 Проектирование процессов углубления скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, для бурения интервала под направление выбирается способ бурения с применением системы верхнего привода (СВП). С целью обеспечения высокой скорости проходки и максимальной механической скорости в процессе бурения интервала под кондуктор применяется совмещенный способ бурения с применением СВП и винтового забойного двигателя. В связи со сложностью профиля, при бурении интервала под эксплуатационную колонну и хвостовики, проектируется способ бурения с использованием роторных управляемых систем в комбинации с СВП. Данный выбор обусловлен высокими показателями интенсивности искривления на интервалах (3 град/10м). В таблице 14 представлены способы бурения для каждого интервала.

Таблица 14 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Система верхнего привода (СВП)
60	890	Совмещенный (СВП+ВЗД)
890	3675	Совмещенный (СВП+РУС)
3675	3695	Совмещенный (СВП+РУС)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик. Данный выбор обусловлен необходимостью обеспечения максимального значения величины механической скорости при минимальном количестве рейсов. Для интервалов бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик проектируются специальные долота, предназначенные для РУС. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 15.

Таблица 15 - Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал, м		0 – 60	60 - 890	890 - 3675	3675 - 3695
Шифр долота		490,0 GRD213	393,7 FD816SM	TD 295,3 SND 613-T1.3	TD 190,5 SND 613-T1.2
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		М	МС	СТ+Т	Т
Присоедини- тельная резьба	ГОСТ	3-177	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2
Длина, м		0,50	0,45	0,35	0,30
Масса, кг		290	147	90	60
G _{ос} , тс	Рекомендуемая	10-25	5-18	2-15	2–12
	Максимальная	30	18	15	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	80–400	80–400	60–250
	Максимальная	600	400	400	250

где G – осевая нагрузка, тс;
n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Выбор типа калибратора

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.

Для бурения интервала под направление, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор PDC долотом планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягко-средними горными породами.

Рассмотрение типов используемых наддолотных калибраторов в составе КНБК для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовики не проводилось, так как калибраторы уже входят в состав модуля РУС.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Характеристики наддолотных калибраторов

Интервал, м		0 - 60	60 - 890
Шифр калибратора		З-К 490,0 СТ	2-КА 390,5 СТК
Тип калибратора		С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		490,0	385,0
Тип горных пород		М	М + МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	H171/M171	H171/M171
	API	-	-
Длина, м		1,1	0,8
Масса, кг		450	261

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал, м	0 - 60	60 - 890	890 - 3675	3675 - 3695
Исходные данные				
Порода	М	МС	СТ + Т	Т
Дд, мм	490,0	393,7	295,3	190,5
G _{предельные} , тс	30	18	15	12
Результаты проектирования				
G _{допустимые} , тс	24	14	12	9,6
G _{статистические} , тс	3-8	3-8	5-12	5-15
G _{проект} , тс	8	8	8	8

где G_{предельные} – предельная нагрузка на долото исходя из его технических характеристик, тс;

G_{допустимые} – допустимая нагрузка на долото, тс;

G_{статистические} – статистические значения осевых нагрузок на долото в зависимости от типоразмера долот, тс;

G_{проект} – спроектированная нагрузка на долото, тс.

2.3.5 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. Результаты расчета представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал, м		0 - 60	60 - 890	890 - 3675	3675 - 3695
Исходные данные					
Порода		М	МС	СТ + Т	Т
V _л , м/с		3	2	1,5	1,2
D _д	м	0,490	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490,0	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		117	97	97	120
n _{статистические} , об/мин		40-60	100-140	100-180	140-200
n _{проект} , об/мин		60	100	100	120

где V_л – линейная скорость на периферии долота, м/с;

D_д – диаметр долота;

n₁ – расчетное значение частоты вращения долота, об/мин;

n_{статистические} – статистические значения частоты вращения долота в зависимости от типоразмера долот, об/мин;

n_{проект} – спроектированная частота вращения долота, об/мин.

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, стабильности работы роторных управляемых систем и телеметрии, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расход бурового раствора

Интервал, м	0 - 60	60 - 890	890 - 3675	3675 - 3695
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	113	61	27	9
Q_2 , л/с	65	70	40	13
Q_3 , л/с	88	55	56	16
Q_4 , л/с	22	37	33	20
$\Delta Q_{\text{статистические}}$, л/с	20-45	55-70	55-70	32-40
$Q_{\text{проект}}$, л/с	46	60	46	25

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя, л/с;
 Q_2 – необходимый расход раствора для выноса шлама на поверхность, л/с;
 Q_3 – минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения прихвата, л/с;
 Q_4 – минимальный расход раствора из условия истечения раствора из насадок долота, л/с;

$\Delta Q_{\text{статистические}}$ – статистические значения расхода бурового раствора в зависимости от типоразмера долот, л/с;

$Q_{\text{проект}}$ – спроектированное значение расхода бурового раствора, л/с.

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал, м		0 - 60	60 - 890	890 - 3675	3675 - 3695
Исходные данные					
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490,0	393,7	295,3	190,5
$G_{\text{ос}}$, кН		78	78	78	78
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{\text{зд}}$, мм		-	315	236	152
M_p , Н*м		-	4022	3046	2007
M_o , Н*м		-	197	148	95
$M_{\text{уд}}$, Н*м/кН		-	49	37	24

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н*м/кН;

$D_{\text{зд}}$ – диаметр забойного двигателя, мм;

M_p – момент силы, необходимый для разрушения горной породы, Н*м;

M_o – момент силы, необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;

$M_{\text{уд}}$ – удельный момент долота, Н*м/кН.

Для интервала бурения 60–890 метров (интервал бурения под кондуктор), с целью контроля прямолинейной траектории, выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который позволяет при заданном расходе обеспечить момент для эффективного разрушения горной породы.

Для интервалов бурения под эксплуатационную колонну и хвостовики выбирается РУС AutoTrack 6,75 и 4,75 дюймов соответственно. Данные решения позволят повысить скорость бурения и качество проводки ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны

Технические характеристики запроектированных ВЗД и РУС представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Технические характеристики запроектированных гидравлических забойных двигателей и РУС

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
МВР-240Т	60-890	240	11,34	2668	30-75	62-155	39	114-430
РУС AutoTrack 6,75	890-3675	172	4,82	1240	19-52	до 400	10,5	-
РУС AutoTrack 4,75	3675-3695	121	4,76	850	6,3-24	до 400	7	-

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины и ее конструкции.

Запроектированные КНБК приведены в приложении Б в таблицах Б.1, Б.2, Б.3, Б.4, Б.5. Результаты расчетов бурильных труб на напряжение в клиновом захвате представлены в приложении Б в таблице Б.6.

В приложениях В и Г представлены геолого-технический наряд для бурения эксплуатационной многозабойной скважины, а также графическое изображение КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление

Для бурения интервала под направление используем бентонитовый буровой раствор, предназначенный для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными породами. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбурываемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой или добавлением понизителя вязкости. Компонентный состав для бентонитового раствора приведены в таблице 22. Технологические свойства бентонитового раствора приведены в таблице 23.

Таблица 22 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	Каустик / Гидроокись натрия NaOH	0,7-1,2
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	Бентонит / Монтмориллонит натрия	50-80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Кальцинированная сода / Na ₂ CO ₃	0,8-1,2
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	Лигнит	0,5-1,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	Барит / Сульфат бария BaSO ₄	166

Таблица 23 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,22
Условная вязкость, с	> 50
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор и эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну необходимо применять полимер-глинистый буровой раствор на водной основе, содержащий высокомолекулярные полимеры линейного строения. Данный раствор обладает высокой ингибирующей способностью, что предотвратит осложнения в виде осыпей и обвалов стенок скважины. Полимер-глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига. Компонентный состав данного раствора приведен в таблице 24. Технологические свойства полимер-глинистого бурового раствора приведены в таблице 25.

Таблица 24 – Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	Каустик / Гидроксид натрия NaOH	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	0,8-1,2
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	Бентонит / Монтмориллонит натрия	30-40
Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	Полианионная целлюлоза	0,2-0,5
Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	Лигнит	5
Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	Универсальная смазка	3-5
Утяжелитель	Регулирование плотности	Барит / Сульфат бария BaSO ₄	191 / 170*

* для интервала под эксплуатационную колонну

Таблица 25 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17 / 1,155*
Условная вязкость, с	20-35
Пластическая вязкость, сПз	10-18
ДНС, дПа	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10-30 / 20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	6-10
рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

* для интервала под эксплуатационную колонну

Хвостовик

При бурении интервала под хвостовик (основной и дополнительный) применяется биополимерный безглинистый буровой раствор. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах.

Данный тип раствора используется для первичного вскрытия продуктивного пласта, так как в данном растворе в качестве коагулянта используются минералы на основе карбоната кальция, что сохраняет естественную проницаемость. Компонентный состав КСл/полимерного раствора приведен в таблице 26. После приготовления биополимерный раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 27.

Таблица 26 – Компонентный состав КСл/полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Назначение	Название	Концентрация, кг/м ³
1	2	3	4
Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	Каустик / Гидроокись натрия NaOH	0,4-0,5
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	Кальцинированная сода Na ₂ CO ₃	0,8-1,2
Структуро-образователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	Ксантановая смола	3,4-3,6
Понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	Картофельный крахмал	16-18

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4
Ингибитор	Подавление процессов гидратации глин, ингибирование поровых каналов	Хлорид калия KCl	60-100
Кислото-растворимый кольматант	Регулирование плотности, кольматация каналов	Мрамор / Карбонат кальция CaCO_3	52
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	25% Глютеральдегид	0,4-0,5
Пенегасители	Предотвращение пенообразования	Противопенная добавка на основе спирта	0,4-0,5

Таблица 27 – Технологические свойства KCl/полимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,13
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40 / 40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения. Результаты расчетов потребного объема буровых растворов представлены в таблицах 28, 29, 30, 31.

Таблица 28 – Результаты расчеты объемов бурового раствора для интервала под направление

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k _{каверн}	V _{скв} в конце интервала, м ³
от	до					
0	60	60	490,0	-	1,45	16,4
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации V _{фил}						0,15
Расчетные потери бурового раствора при очистке V _{пот}						12,8
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО V _{СПО}						0,2
Объем раствора в конце бурения интервала V _{бр} – V _{восп}						61,4
Потребное количество бурового раствора на интервале V _{бр}						74,6
Потребное количество бурового раствора с запасом V _{потр}						74,6
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал V _{перев}						30,7

где k_{каверн} – коэффициент кавернозности в интервале.

Таблица 29 – Результаты расчеты объемов бурового раствора для интервала под кондуктор

Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн}}$	$V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м^3
от	до					
60	890	830	323,9	406	1,36	145,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						2,09
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						87,4
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						3,4
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						190,2
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						283,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						30,7
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						404,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						57,1

Таблица 30 – Результаты расчеты объемов бурового раствора для интервала под эксплуатационную колонну

Экспл. колонна Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн}}$	$V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м^3
от	до					
890	3865	2975	295,3	304,9	1,16	301,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,46
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						152,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						13,7
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						607,7
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						774,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						57,1
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						847,0
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						0

Таблица 31 – Результаты расчеты объемов бурового раствора для интервала ПОД ХВОСТОВИКИ

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	$k_{\text{каверн}}$	$V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м ³
от	до					
3865	4292 (4188)	727	190,5	219,6	1,3	173,3
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						1,12
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						22,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						10,6
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						351,7
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						386,1
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						0
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						520
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						-

Результаты расчета необходимого количества химических реагентов представлены в виде сводной таблицы Д.1 в приложении Д.

В таблице 32 представлены результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 32 – Результаты расчета плотности бурового раствора

	k принимаемой репрессии	$grad P_{\text{пл}}$, МПа/м	Плотность бурового раствора, г/см ³
Направление	1,20	0,100	1,22
Кондуктор	1,15	0,100	1,17
Эксплуатационная колонна	1,08	0,105	1,15
Хвостовик (основной)	1,05	0,105	1,13
Хвостовик (дополнительный)	1,05	0,105	1,13

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «Бурсофтпроект».

Результаты расчетов представлены в таблицах 33, 34, 35.

Таблица 33 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ²	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость течения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от	до					количество	диаметр		
Под направление									
0	60	БУРЕ-НИЕ	0,176	0,024	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	12,7	115,3	1,92
Под кондуктор									
60	890	БУРЕ-НИЕ	0,498	0,050	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	12,7	95,5	2,74
Под эксплуатационную колонну									
890	3865	БУРЕ-НИЕ	0,601	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	11,1	94,8	3,38
Под хвостовик (дополнительный ствол)									
3865	4292	БУРЕ-НИЕ	1,035	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	9,0	99,4	4,80
Под хвостовик (основной ствол)									
3888	4188	БУРЕ-НИЕ	1,035	0,089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	9,0	99,4	4,80

Таблица 34 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД, %	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	150	387,6	0,85	60	22,95	45,90
60	890	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	150	387,6	0,85	79	30,22	60,44
890	3865	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	2	95	150	387,6	0,85	60	22,95	45,90
3865	4292	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	387,6	0,85	66	25,25	25,25
3888	4188	БУРЕНИЕ	УНБ-1250	1	95	150	387,6	0,85	66	25,25	25,25

Таблица 35 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	107,2	89,8	0	7,3	0,2	10,0
60	890	БУРЕНИЕ	255,9	63,0	70,2	107,1	5,6	10,0
890	3865	БУРЕНИЕ	320,5	55,2	8,2	208,1	36,7	10,0
3865	4292	БУРЕНИЕ	383,2	61,8	6,0	179,7	127,9	7,8
3888	4188	БУРЕНИЕ	377,0	61,8	6,0	173,5	127,9	7,8

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважины

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление характеризует разность между давлением в кольцевом пространстве и давлением в трубном пространстве.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два 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 и 3 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно. На рисунке 4 представлен аналогичный график для колонны – хвостовик.

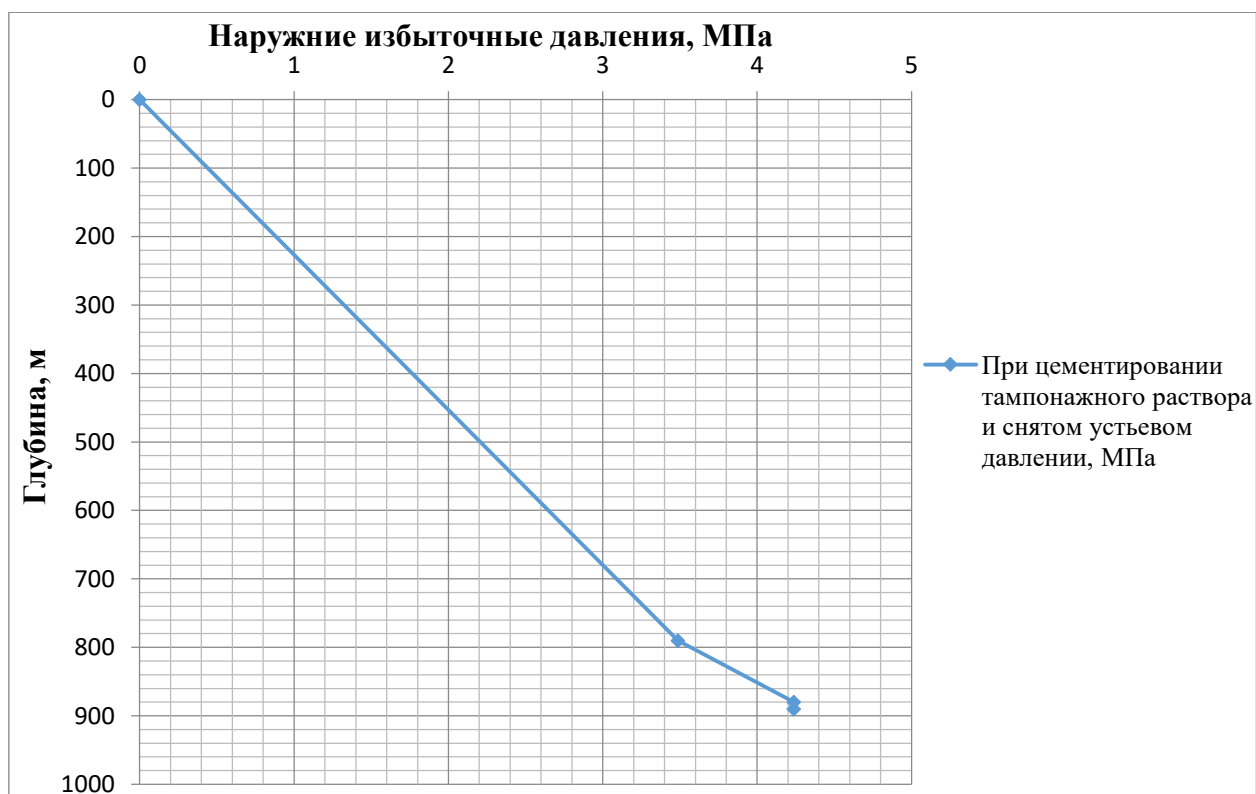


Рисунок 2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

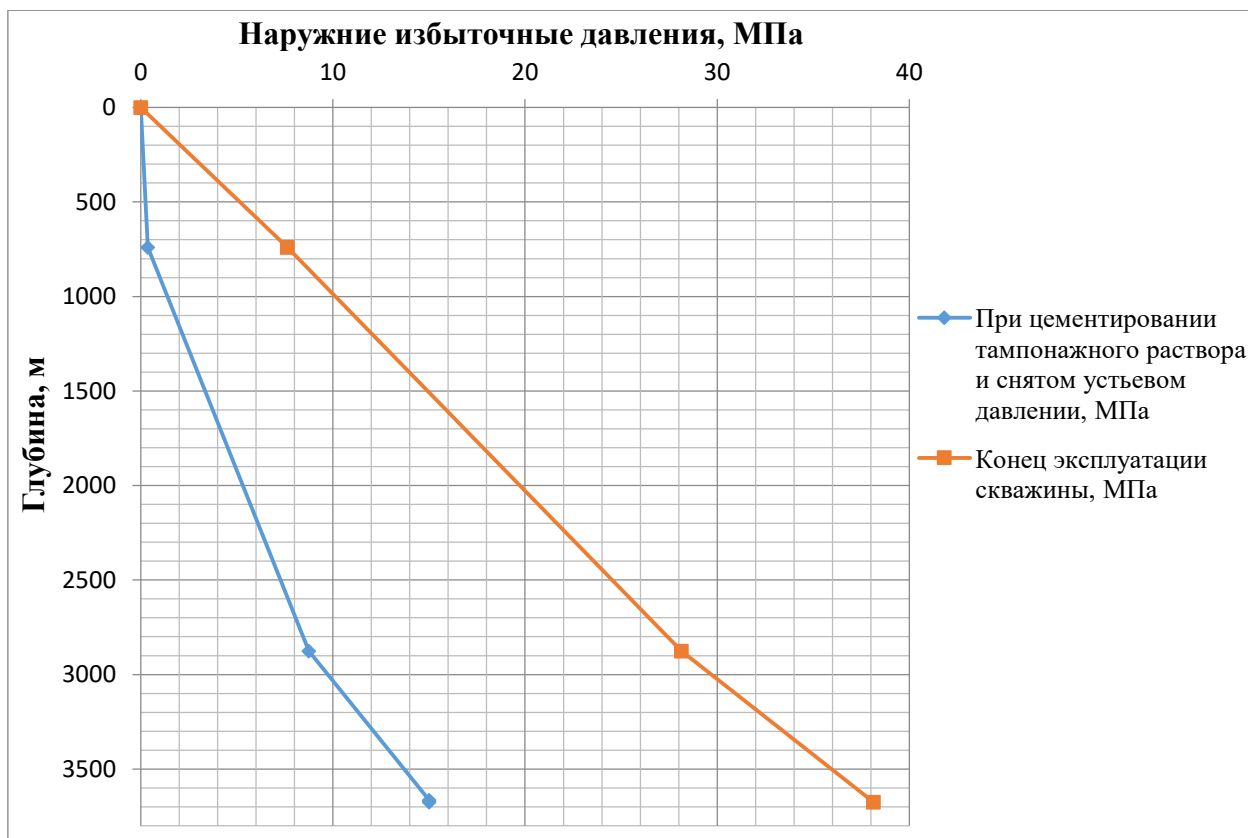


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной колонны

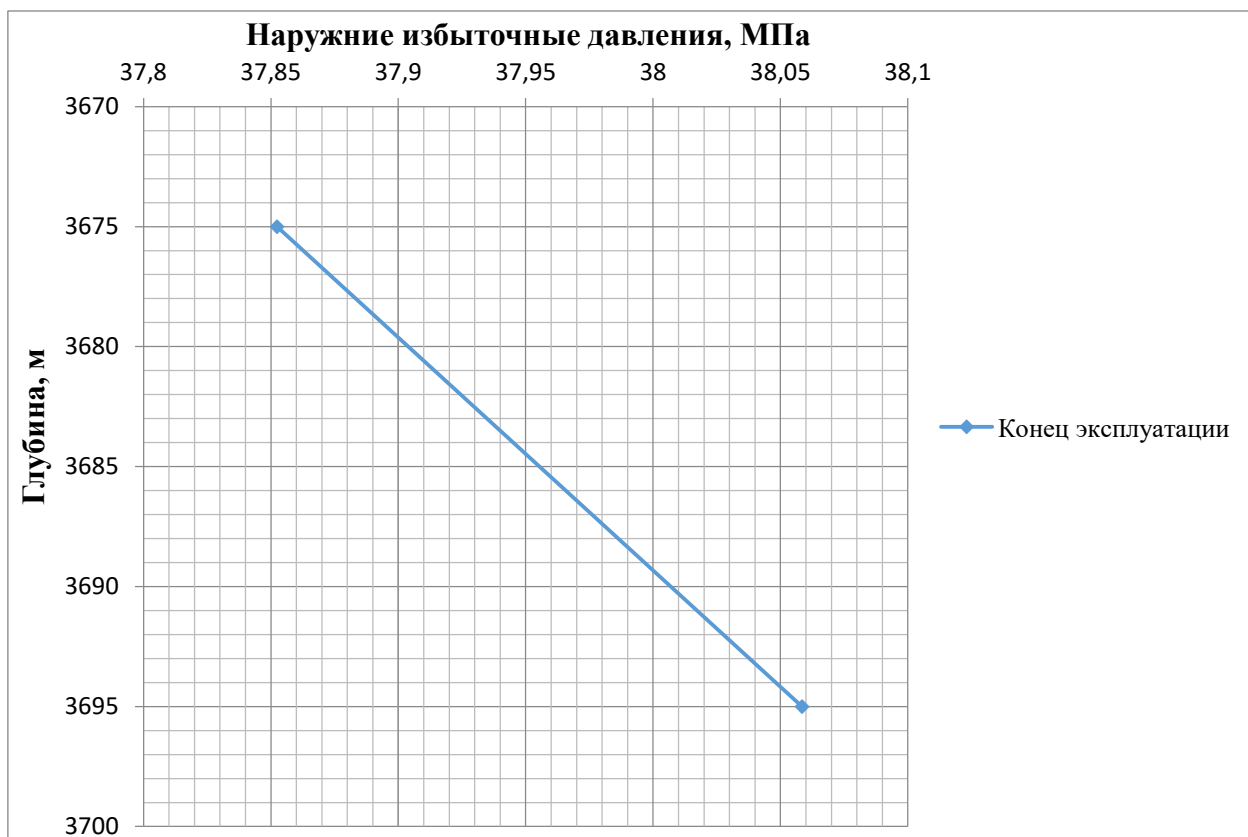


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

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 цементирующей головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 5 и 6 представлены эпюры внутренних избыточных давлений 2-х самых опасных случаев в координатах «глубина- внутреннее избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно. На рисунке 7 представлена эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика.

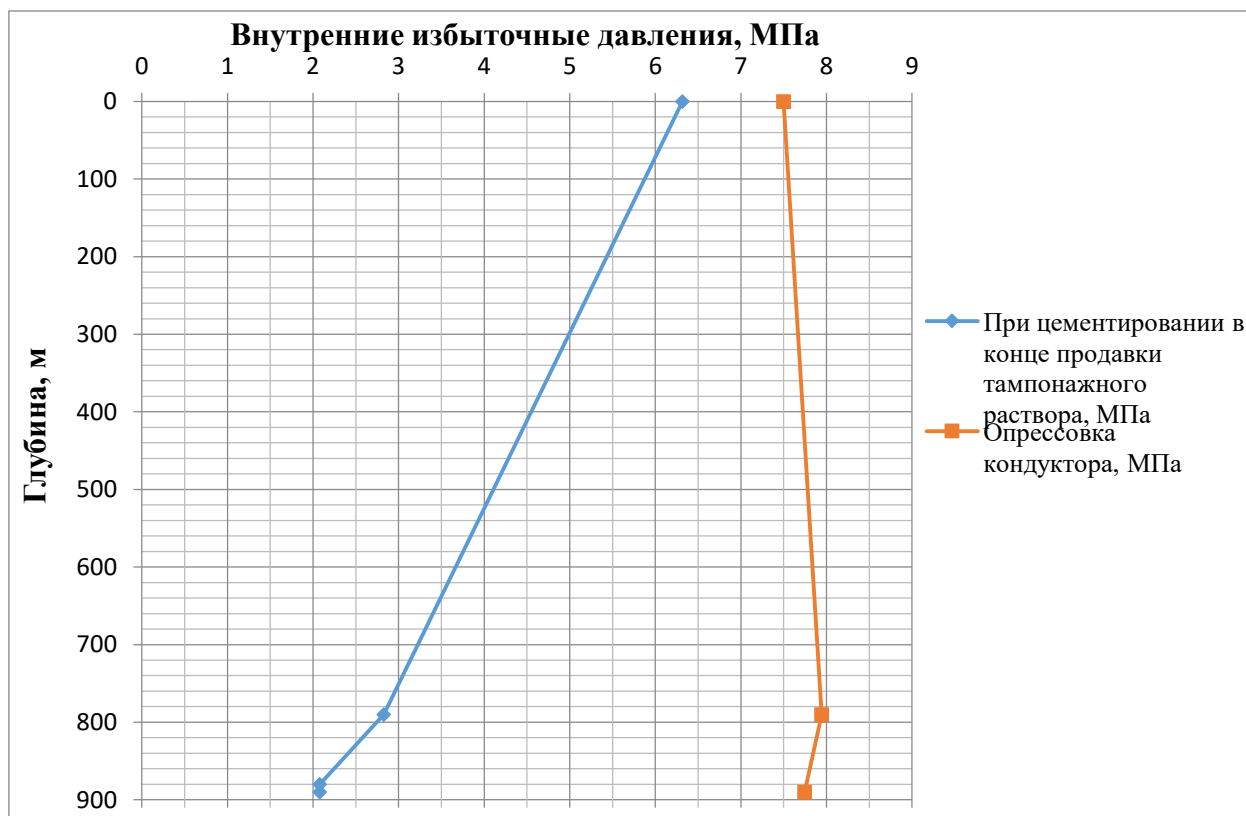


Рисунок 5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора



Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений эксплуатационной колонны



Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика обсадных колонн представлена в таблице 36.

Таблица 36 – Характеристика обсадных колонн

№	Тип резьбо- вого соеди- нения	Группа проч- ности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секции	сум- марный	
Направление								
1	ТБО	Д	10	60	104,4	6264	6264	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМА	Д	9,5	890	74,6	66394	66394	0-890
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГА	М	13,8	966	79,5	76797	278857	2899-3865
2	ОТТГА	М	12	2899	69,7	202060		0-2899
Хвостовик (основной ствол)								
1	ОТТГА	Е	10,7	398	36	14328	14328	3790-4188
Хвостовик (дополнительный ствол)								
1	ОТТГА	Е	10,7	404	36	14544	14544	3888-4292

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 37.

Таблица 37 – 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
Хвостовик (основн.) 146 мм	БКМ.ВР.ОК-146	4188	4188	1	1
	ЦКОДУ-146	4178	4178	1	1
	ЦПЦ-146/190	3865	4188	32	36
		3790	3865	4	
	ПХН1-146/190	3790	3794	1	1
Хвостовик (дополн.) 146 мм	БКМ.ВР.ОК-146	4292	4292	1	1
	ЦКОДУ-146	4282	4282	1	1
	ЦПЦ-146/190	3188	4292	108	108
	ПХН1-146/190	3790	3794	1	1

Продолжение таблицы 37

1	2	3	4	5	6
Эксплуатац. колонна 245 мм	БКОК-245	3865	3865	1	1
	ЦКОДУ-245	3855	3855	1	1
	ЦЦ1-245/295	0	890	20	140
		890	3865	110	
		840	940	10	
	ЦТ-245/295	890	3865	150	150
	ПРП-Ц-В-245	4168	4168	1	1
	ПРП-Ц-Н-245	4178	4178	1	1
Кондуктор 324 мм	БКМ-324	890	890	1	1
	ЦКОДМ-324	880	880	1	1
	ЦЦ1-324/394	0	90	8	30
		90	890	22	
	ПРП-Ц-В	880	880	1	1
Направление 426 мм	БКМ-426	60	60	1	1
	ЦКОДМ-426	50	50	1	1
	ЦЦ1-426/490	0	20	2	5
		20	55	1	
		55	60	2	
	ПРП-Ц-В-426	50	50	1	1

где $D_{\text{усл}}$ – условный внешний диаметр колонны, мм.

2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

С целью выбора способа цементирования проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{\text{гс кп}} + P_{\text{гд кп}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{гр}}, \quad (1)$$

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

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

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

Согласно расчетам, при цементировании кондуктора условие выполняется, следовательно, проектируем прямое одноступенчатое цементирование. Для эксплуатационной колонны условие не выполняется, способ цементирования – двухступенчатый.

Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для цементирования колонн представлены в таблицах 38, 39.

Таблица 38 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса, кг
Буферная жидкость	24,84	4,97	1050	4,97	МБП-СМ	347,70
		19,87		19,87	МБП-МВ	298,03
Продавочная жидкость	66,146		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	66,385		1450	58,41	ПЦТ-III-О6(4-6)-100	45 067
					НТФ	27,22
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,878		1850	4,03	ПЦТ-II-100	7 468
					НТФ	2,41

Таблица 39 – Количество компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса, кг
Буферная жидкость	9,69	1,94	1050	1,94	МБП-СМ	135,68
		7,75		7,75	МБП-МВ	116,30
Продавочная жидкость	149,942		1000	-	Тех. вода	-
	113,965					
Облегченный тампонажный раствор	64,319		1400	54,64	ПЦТ-III-О6(4-6)-100	42 158
					НТФ	26,09
Нормальной плотности тампонажный раствор	36,973		1820	23,23	ПЦТ-II-150	47 780
					НТФ	15,16

На рисунках 8 и 9 представлены технологические схемы обвязки цементировочного оборудования для каждой колонны.

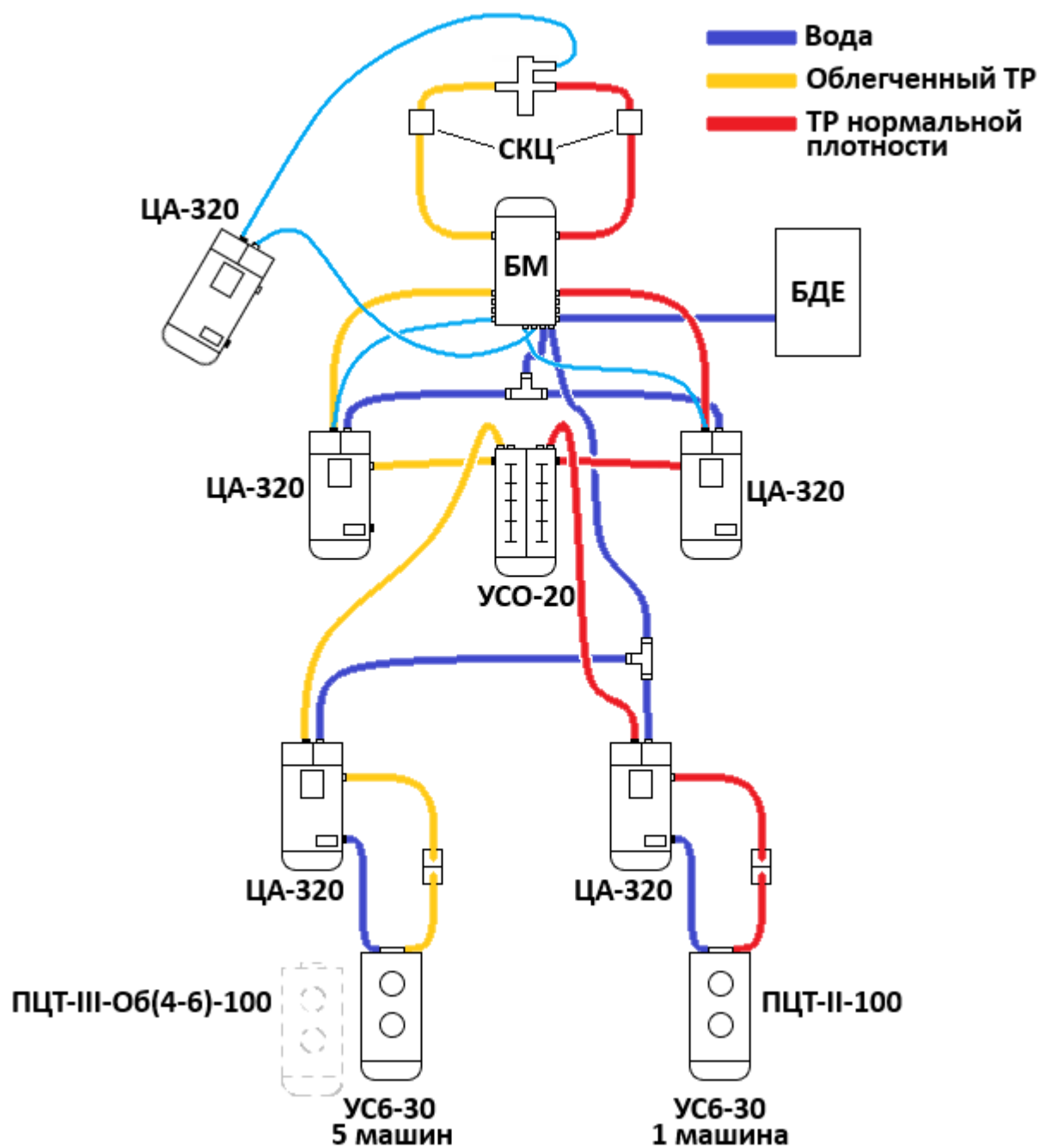


Рисунок 8 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора

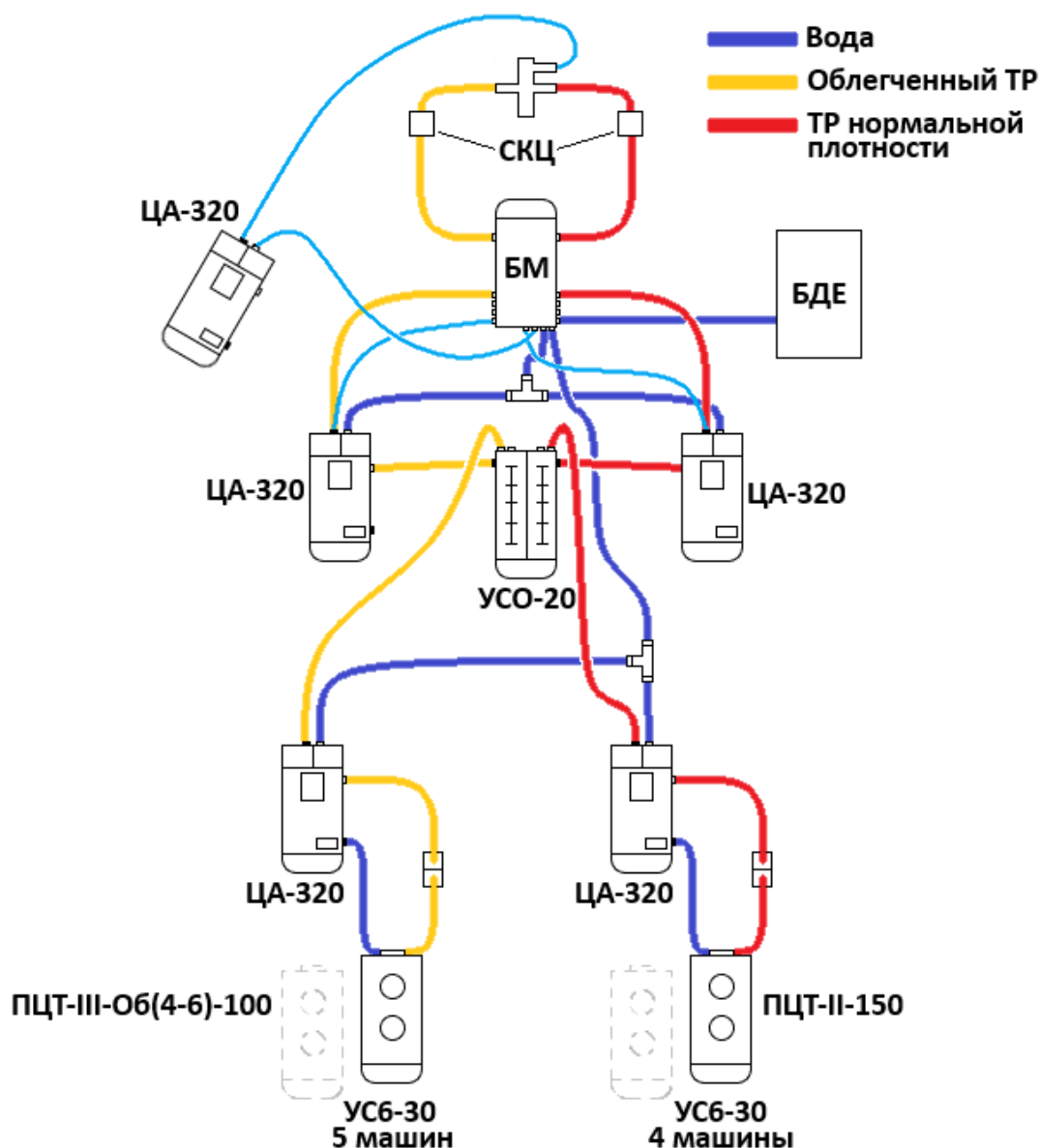


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

После завершения процесса бурения интервала под хвостовик дополнительного ствола и спуска обсадной колонны, в верхней части хвостовика дополнительного ствола устанавливается разбуриваемая пробка мостовая для открытого ствола ПМ-ОС-200.

В дальнейшем, для осуществления гидравлической связи основного ствола с дополнительным, в колонне хвостовика основного ствола следует произвести фрезерование окна с последующим разбуриванием мостовой пробки.

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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 2.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (2)$$

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

$\text{grad}P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления испытываемого пласта, Па/м;

g – ускорение свободного падения, м/с².

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + 0,05) \cdot 0,105 \cdot 98066,5}{9,81} = 1103 \text{ кг/м}^3$$

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 3.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}), \quad (3)$$

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

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м³.

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot ((244,5 - 2 \cdot 13,8)^2 \cdot 966 + (244,5 - 2 \cdot 12)^2 \cdot 2899 + (146,1 - 2 \cdot 10,7)^2 \cdot (404 + 398)) = 312,38 \text{ м}^3$$

2.4.4.2 Освоение скважины

Согласно ТЗ запроектирован способ вызова притока – сваби́рование. Процесс проводится, как самостоятельное освоение методом уменьшения уровня жидкости в буровой. Основной элемент системы – сваб (поршень), имеющий одну или несколько манжет, которые функционируют, как обратный клапан. Уровень жидкости в нефтяной скважине понижается за счет этой комплектующей. Сваб оборудован обратным клапаном, грузовыми штангами и манжетами для уплотнения.

Выбран комплекс оборудования для сваби́рования скважин «СВАБ-1» предназначен для выполнения одноименных технологических операций.

Комплекс оборудования для сваби́рования скважин состоит из двух основных частей:

1. Устьевое оборудование
2. Скважинная часть комплекса.

В состав устьевого оборудования входят следующие функциональные узлы: Тройник-разрядник, превентор плащечный механический, скважинный лубрикатор, сальниковый очиститель МЕГА-АС, ручной гидравлический насос Н-1, рукав высокого давления РВД.

В состав скважинной части комплекса входит: тросовая головка ТГ-1, вертлюг ВР-1, грузовая штанга ГШ-1, ударный ясс УЯ-1, держатель мандрели, мандрель верхняя, мандрель нижняя, манжета.

Сваби́рование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида.

2.4.4.3 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин.

Принимаем арматуру фонтанная АФЗ-80/65х35.

Фонтанная арматура с подвешиванием скважинного трубопровода в трубной головке, с фонтанной елкой по типовой схеме 3, с условным проходом ствола 80 мм и боковых отводов 65 мм, на рабочее давление 35 МПа.

2.5 Выбор бурового установки

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 40.

Таблица 40 – Выбор буровой установки

БУ 6000/400 ЭК-БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	163,9	$[G_{кр}] \cdot 0,6 \geq Q_{бк}$	$240 > 163,9$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	294,7	$[G_{кр}] \cdot 0,9 \geq Q_{об}$	$360 > 294,7$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	383,1	$\frac{[G_{кр}]}{Q_{пр}} > 1$	$400 / 383,1 = 1,04$ $1,04 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	400		

При расчете максимального веса бурильной колонны $Q_{бк}$ и максимального веса обсадной колонны $Q_{об}$ учитывался вес системы верхнего привода $Q_{свп} = 15,7$ т, выбранного СВП 450ЭЧР-М.

3 Специальный вопрос на тему: «Проектирование скважины с многоколонной конструкцией в сложных горно-геологических условиях крайнего севера»

Строительство скважин в сложных горно-геологических условиях часто сопровождается многочисленными осложнениями и авариями, которые становятся причиной существенного увеличения стоимости дальнейшего производства работ и эксплуатации.

При проектировании скважин в таких условиях важно уделить особое внимание выбору конструкции скважины, которая будет экономически эффективна при отсутствии сопутствующих осложнений при строительстве.

Осложненные условия бурения приводят к развитию тенденции увеличения числа спускаемых обсадных колонн и росту прочностных характеристик труб. К числу таких условий относят: зоны с аномально высоким пластовым давлением, экстремальные температуры, интервалы с несовместимыми условиями бурения, сероводородная агрессия. Потому, при строительстве скважин различного назначения проектируются многоколонные конструкции.

По назначению обсадные колонны делятся на:

- направление;
- кондуктор;
- техническая колонна;
- эксплуатационная колонна;
- потайная колонна.

На рисунке 10 представлено схематичное изображение указанных ранее обсадных колонн.

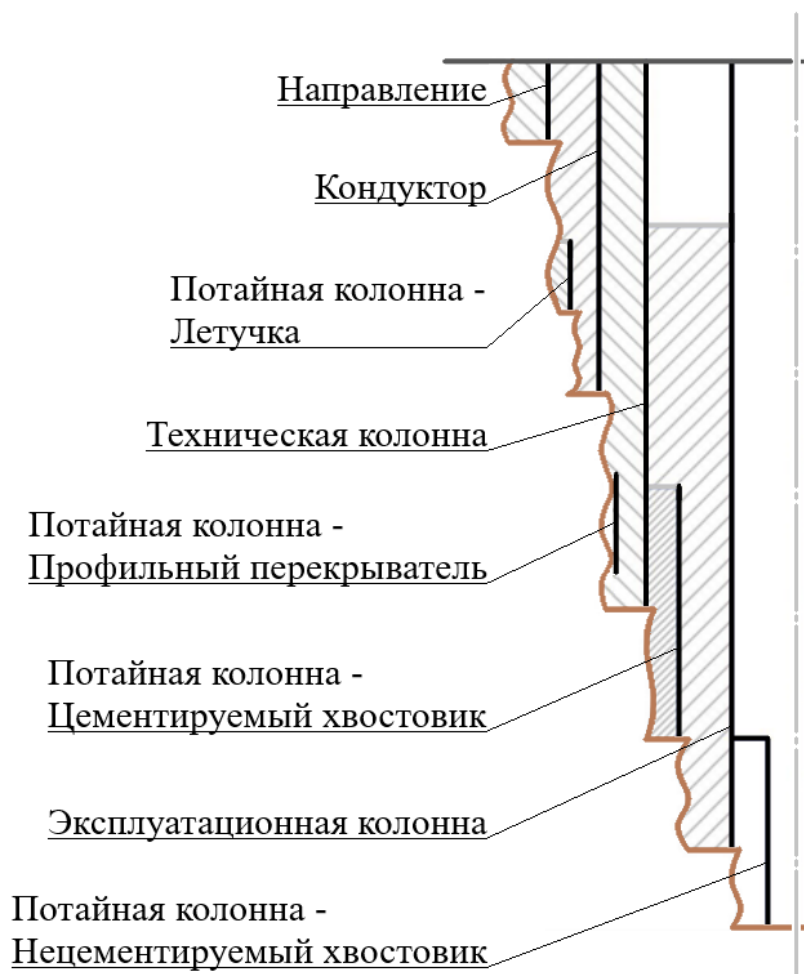


Рисунок 10 – Схематичное изображение обсадных колонн

Направление – первая колонна обсадных труб, предназначенная для обеспечения устойчивости приустьевой части скважины и предотвращения развития поглощений в верхних неустойчивых горизонтах. Глубина спуска колонны определяется геологическими условиями проводки скважины с целью перекрытия четвертичных отложений на 10 м [1].

К условиям, при которых недопустимо исключить использования направления в конструкции скважины, относят:

- зоны многолетнемерзлых горных пород (ММП);
- интервалы неустойчивых горных пород, осложняющие бурение интервала под кондуктор;
- бурение поисково-оценочных и разведочных скважин;
- бурение эксплуатационных скважин на площадях, геология которых недостаточно изучена.

Техническим решением, направленным на обеспечение минимально допустимого растепления ММП в приустьевой части скважины, является использование теплоизолированного направления (термокейса) – обсадной колонны, выполненной по технологии «труба в трубе», межтрубное пространство которой заполнено материалом малой теплопроводности [2]. Устройство термокейса представлено на рисунке 11.

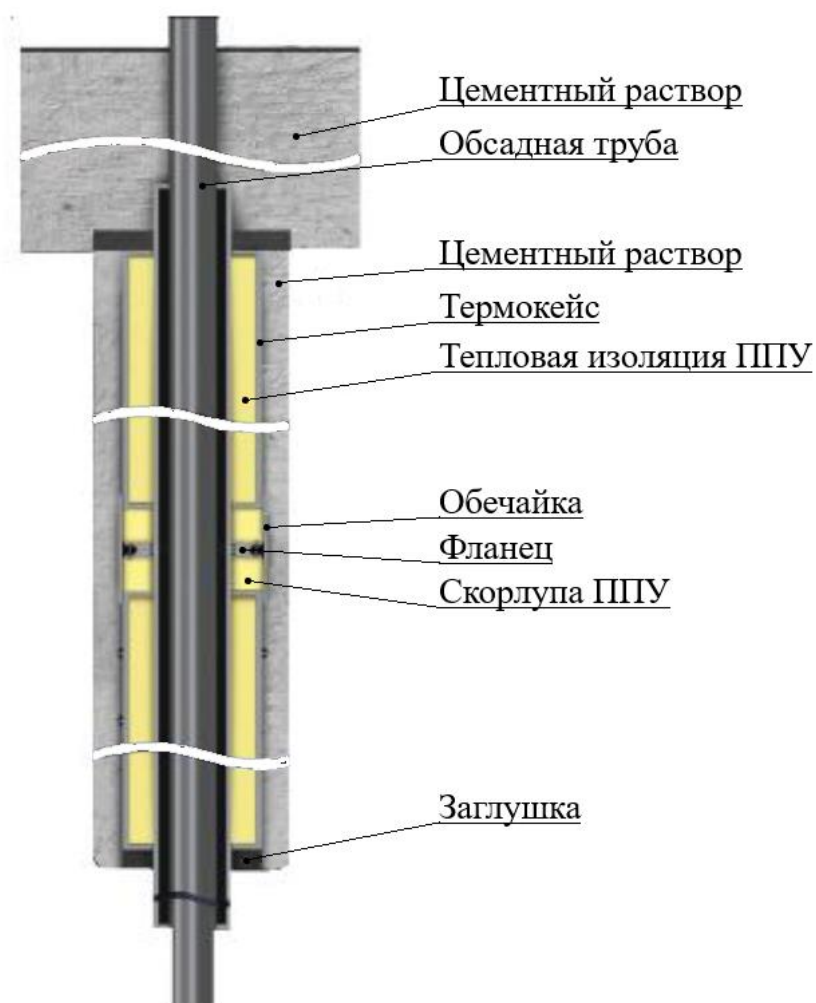


Рисунок 11 – Устройство термокейса

При строительстве морских скважин на стационарных платформах, функцию направления выполняет водоотделяющая обсадная колонна, которая задавливается на глубину 90-120 метров, с целью исключения взаимодействия бурового раствора с морской средой и осуществления замкнутого контура циркуляции при бурении интервала под кондуктор [3].

Кондуктор, согласно Правилам безопасности нефтяной и газовой промышленности (ПБНиГП), является обязательной обсадной колонной и

предназначен для перекрытия водоносных горизонтов, неустойчивых горных пород, прихватоопасных зон в верхней части разреза.

Основными функциями кондуктора является обеспечение безопасного бурения следующего интервала, поддержание устьевого оборудования и подвешивание последующих колонн на устье скважины.

Глубина спуска кондуктора, рассчитывается из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака колонны при открытом фонтанировании. В районах распространения многолетнемерзлых горных пород кондуктор спускается не менее чем на 50 м ниже интервала залегания ММП [4].

Кондуктор, как и направление, цементируется до устья.

При необходимости разделения несовместимых интервалов при бурении проектируется *техническая (промежуточная колонна)*. Техническая колонна также может спускаться по различным геологическим и технологическим причинам: разделение флюидосодержащих горизонтов, перекрытие интервалов с высокоинтенсивными поглощениями, а также для предотвращения гидроразрыва пород у башмака предыдущей колонны при ГНВП в случае большой расчетной глубины спуска кондуктора.

В случае необходимости может быть спущено несколько технических колонн.

Эксплуатационная колонна - это колонна обсадных труб, которая достигает устья скважины и выполняет несколько функций: разделение флюидосодержащих горизонтов и обеспечение гидравлической связи между объектом разработки и устьем скважины.

При конструировании эксплуатационной колонны по длине особое внимание уделяется нагрузкам, которые могут возникать в процессе строительства, эксплуатации и ремонта скважины. Трубы должны иметь характеристики, обеспечивающие прочность на смятие, прочность на разрыв и на растяжение по телу.

Секции труб, запроектированных на предотвращение обратного промерзания, рекомендуется спускать на 50 м ниже глубины залегания ММП.

В настоящее время наблюдается увеличение использования *потайных обсадных колонн*, которые не достигают устья скважины. Это предпочтительный подход по сравнению со сплошными техническими и эксплуатационными колоннами, который обеспечивает следующие преимущества:

- уменьшение общей массы обсадных колонн в скважине по отношению к ее глубине, что приводит к снижению затрат на металл;
- сокращение времени, затрачиваемого на спуск обсадной колонны;
- сокращение использования материалов для крепления обсадной колонны.

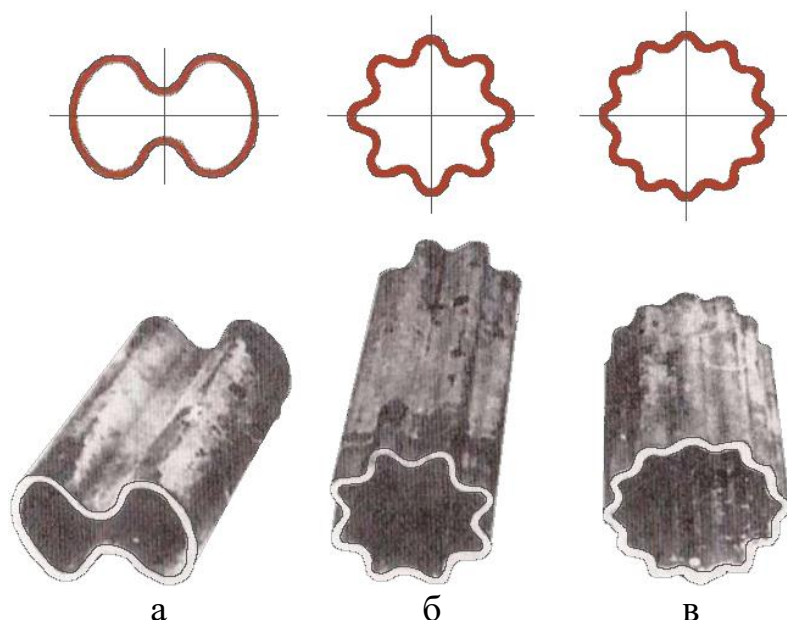
Хвостовик - это потайная обсадная колонна, которая спускается с перекрытием башмака предыдущей колонны на регламентируемое расстояние. Согласно пункту 300 Правил безопасности нефтяной и газовой промышленности перекрытие башмака предыдущей колонны хвостовиком составляет 75 метров для нефтяных скважин и 250 метров для газовых скважин.

Хвостовик является одним из наиболее распространенных методов оптимизации многоколонных конструкций скважин в сложных горно-геологических условиях, и чаще всего используется как часть эксплуатационной колонны. Конструкция скважин в таких условиях может включать 6 и более обсадных колонн [5].

Из-за высоких внешних и внутренних давлений, а также растяжения, применяются обсадные трубы с толстыми стенками и улучшенными прочностными характеристиками, что приводит к увеличению общей массы материала, используемого в конструкции скважины.

При строительстве глубоких скважин, последовательный спуск потайных колонн с необходимым перекрытием предыдущей колонны является оптимальным решением в сравнении с неэффективным использованием сплошной колонны.

Профильным перекрывателем является расширяемая профильная обсадная труба, не связанная с предыдущими обсадными колоннами, которая спускается для локального перекрытия определенного интервала зон осложнений или разделения водоносных и продуктивных горизонтов в открытом стволе.



а – двухканальный, б – восьмиконечный, в – двенадцатиконечный
Рисунок 12 – Профили расширяемых обсадных труб

Применение профильных перекрывателей ограничивается условиями АВПД, так как давление смятия таких труб составляет не более 5-6 МПа, что является основным недостатком.

Летучкой является цементируемая потайная, не связанная с предыдущей обсадной колонной, отличительной чертой которой является использование долота меньшего диаметра при бурении следующего интервала. Данная особенность оказывает неэффективность применения данного типа потайных колонн.

Требования к минимальной длине *интервала цементирования* определяются Правилами безопасности при проведении нефтяной и газовой промышленности (ПБНиГП) и местными руководящими документами.

Частично цементируемые обсадные колонны можно разделить на два типа: цементируемые с перекрытием башмака предыдущей колонны и манжетно-цементируемые обсадные колонны.

При *цементировании с перекрытием*, тампонажный раствор используется для перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на определенную величину. Минимальная длина перекрытия определена ПБНиГП и составляет 150 метров для нефтяных скважин и 500 метров для газовых скважин. Однако, в некоторых случаях, длина перекрытия может быть увеличена с целью повышения качества бурения скважины, чтобы предотвратить перемещение флюидов между пластами и снизить межколонные давления.

Стоит учитывать, что при строительстве разведочных скважин, колонны цементируются на всю длину, в сравнении с эксплуатационными скважинами, в которых обычно используется минимальная величина перекрытия.

Метод *манжетного цементирования* применяется для крепления обсадных колонн выше продуктивного горизонта. Для его выполнения требуется специальная технологическая оснастка, которая устанавливается над верхними слоями продуктивного пласта, например, манжеты или специальные пакеры для манжетного цементирования. Когда хвостовик цементируется, ограничением высоты подъема цемента является место установки подвески потайной колонны. Манжетный метод также используется для цементирования верхних секций комбинированных эксплуатационных колонн.

Для обеспечения надежного крепления скважин в условиях сероводородной агрессии требуется использовать специальные тампонажные смеси, которые обладают повышенной устойчивостью к коррозии. Эти смеси должны иметь низкое водоцементное отношение и содержать поглотители сероводорода. Некоторыми примерами таких тампонажных цемента являются: бездобавочный портландцемент, глиноземистый цемент, а также облегченные (ЦТОК) и утяжеленные (ЦТУК) коррозионностойкие материалы.

При концентрации сероводорода менее 6%, могут быть применены цементы марки G (ПЦТ I-G СС-1) и Н (ПЦТ I-Н СС-1) – тампонажные портландцементы, обладающие повышенными прочностными характеристиками [6].

Одним из ключевых аспектов проектирования скважин является выбор оптимальной конструкции скважины, которая должна способствовать повышению надежности и эффективности процесса строительства скважины.

Проектирование скважин с многоколонной конструкцией в сложных горно-геологических условиях является вызовом, требующим высокой степени технической осведомленности и инженерного мастерства. В таких условиях необходимо учитывать множество факторов, как геологических, так и технологических.

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

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Хлынов Владимир Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость компонентов бурового раствора
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Установленные нормы расходования компонентов бурового раствора

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Основные направления деятельности предприятия
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Организационная структура управления предприятием
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет сметной стоимости буровых растворов

Перечень графического материала:

1. Организационная структура управления предприятием

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГСН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Хлынов Владимир Александрович		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Общая характеристика предприятия

Акционерное общество «Саратов-Бурение» – дочернее предприятие ПАО «Саратовнефтегаз», крупнейший буровой подрядчик в регионе. Сейчас осуществляет свою деятельность на территории 40 месторождений Саратовской и Волгоградской областей. За время работы предприятием пробурено 6,6 миллионов метров горных пород, что способствовало добыче свыше 85 миллионов тонн нефти и газового конденсата и более 100 миллиардов м³ природного газа на территории 116 открытых месторождений нефти и газа.

АО «Саратов-Бурение» обладает корпоративной производственной базой и потенциалом производственных мощностей, позволяющим предприятию решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин на территории Саратовской и Волгоградской областей.

Услуги, предоставляемые компанией:

- строительство поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин;
- бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин;
- освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин;
- бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин;
- ТРС, КРС нефтяных и газовых скважин;
- ликвидация и консервация скважин;
- аренда и управление имуществом, задействованным при производстве работ по строительству скважин.

Производственные мощности сосредоточены в Приволжском федеральном округе. Головной офис находится в городе Саратов.

4.2 Схема и описание организационной структуры управления предприятием

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

Схема организационной структуры предприятия представлена на рисунке 13.

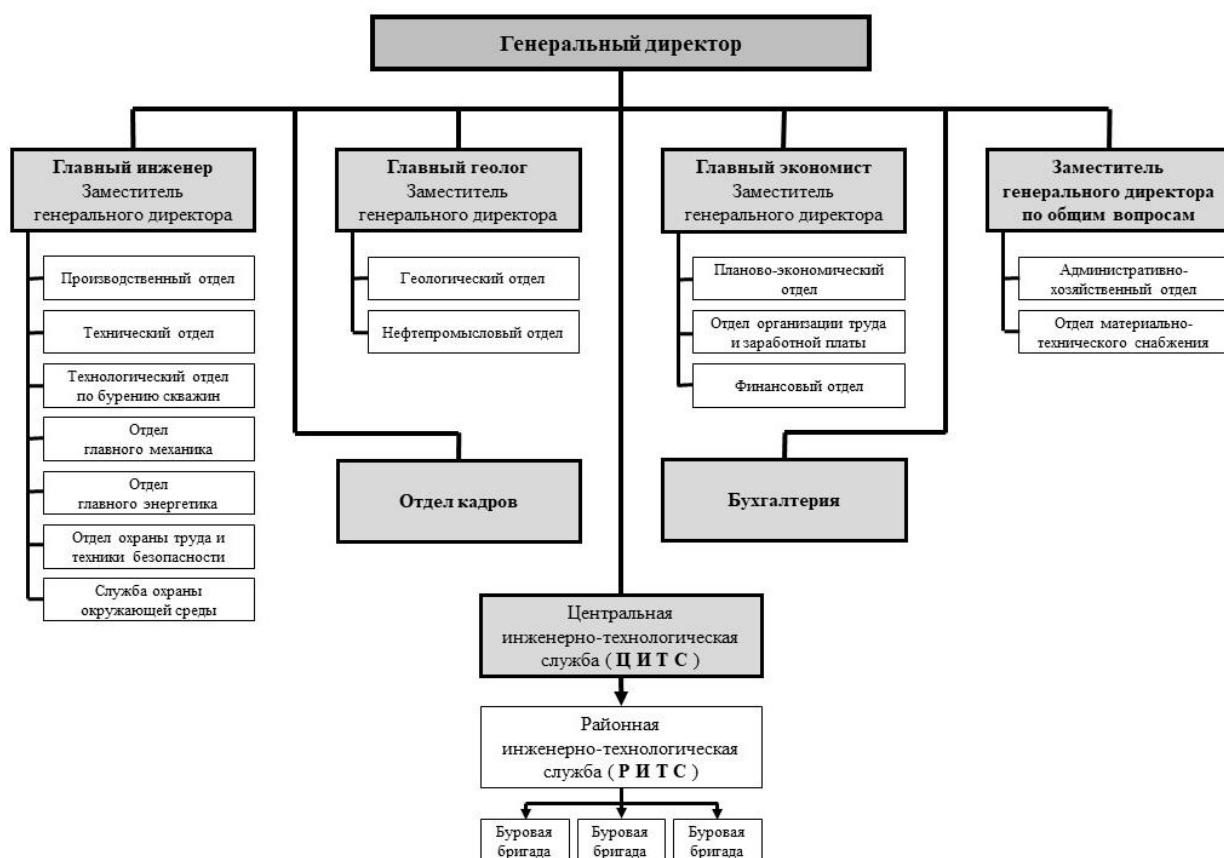


Рисунок 13 – Схема организационной структуры предприятия

4.3 Расчет сметной стоимости и нормы расхода потребного количества буровых реагентов

При бурении необходимо, чтобы запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности был не менее двух объёмов скважины. Из них один объём должен быть в виде приготовленного бурового раствора в емкостях, и ещё один должен находиться в виде химических реагентов для его приготовления.

На основе этого в главе 2.3.9 представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

Расчет потребного количества выполняется для каждого реагента, указанного в составе выбранного бурового раствора, по формуле:

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}} , \quad (4)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

Количество целых упаковок, необходимых для полного обеспечения материалами и химическими реагентами, определяется по формуле:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}} , \quad (5)$$

где $V_{\text{уп}}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента:

- для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг);
- для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л $\approx$ 0,2ρ_ж кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в таблице Е.1, приложения Е.

Таким образом, общая стоимость потребного количества реагентов для приготовления бурового раствора составляет 8 261,8 тысяч рублей.

ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Обучающемуся:

Группа	ФИО
2Б93	Хлынов Владимир Александрович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ООП	21.03.01 Нефтегазовое дело / ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, специализация Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	<i>Объект исследования:</i> технологические решения для строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения <i>Область применения:</i> зона проведения буровых работ <i>Рабочая зона:</i> полевые условия <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. ТК РФ Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом; 2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом; 3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты; 4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом; 5. ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя».
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	– Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; – Повышенная запыленность и загазованность; – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током. – Пожаровзрывопасность.

	Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: – Использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность:	Воздействие на атмосферу: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок. Воздействие на литосферу: – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Вырубка деревьев; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами. Воздействие на гидросферу: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – Нарушение температурного режима вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.). Наиболее типичная ЧС: – Газонефтеводопроявления (ГНВП).

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с календарным учебным графиком

Задание выдал консультант по разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б93	Хлынов Владимир Александрович		

5 Социальная ответственность

Целью данной выпускной квалификационной работы является проектирование строительства эксплуатационной многозабойной скважины на Лугинецкую свиту нефтяного месторождения. Проект содержит выбор и обоснование технологических решений для качественного строительства скважин. При проектировании определяются технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного строительства скважины.

Разработка технологических решений для строительства скважин является важной задачей, которая предполагает их потенциальное использование как сервисными компаниями, занимающимися соответствующими работами, так и проектными организациями, занимающимися разработкой технических решений для сооружения скважин.

Проведение технологических мероприятий при строительстве скважин связано с возникновением вредных и опасных производственных факторов. В связи с этим, необходимо обеспечить безопасные условия труда, чтобы предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и защитить здоровье рабочих и окружающую среду. Все технологические мероприятия должны проводиться с соблюдением требований безопасности для минимизирования риска для здоровья и жизни людей, а также для экологии.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Построение скважин представляет собой вид деятельности, который характеризуется использованием вахтового метода работы и соответствующими ограничениями в отношении перечня лиц, допущенных к работе.

Глава 47 трудового кодекса Российской Федерации «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» определяет

многочисленные аспекты бурения скважин и регулирует особенности трудового режима работников, занятых по вахтовому методу.

Согласно статье 297 [7], работники, работающие по вахтовому методу, живут на объекте производства в специальных поселках, обеспеченных всем необходимым для жизнедеятельности и отдыха. Они также могут проживать в жилых помещениях, оплачиваемых работодателем.

Согласно статье 298 [8], запрещается привлекать к работе по вахтовому методу лиц до восемнадцати лет, беременных женщин, женщин с детьми до трех лет и лиц с медицинскими противопоказаниями.

Согласно статье 302 ТК РФ [9], работники, работающие вахтовым методом, имеют следующие гарантии: надбавка за работу по вахтовому методу, районный коэффициент и процентные надбавки для районов Крайнего Севера и аналогичных местностей, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, который составляет 24 календарных дня для районов Крайнего Севера и 16 календарных дней для приравненных к ним местностей, помимо основного ежегодного отпуска.

Также эта глава регулирует продолжительность вахты, учет рабочего времени, режим труда и отдыха, гарантии и компенсации.

Требования ГОСТ 12.2.033-78 "Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ стоя" для работы на буровых установках включают обеспечение безопасности работников через выполнение операций в пределах зоны досягаемости моторного поля, выполнение операций в зоне легкой досягаемости и оптимальной зоне моторного поля, обеспечение прямого или наклоненного положения тела работника, и оптимального расположения рабочего места и оборудования.

5.2 Производственная безопасность

Для выбора факторов, представленных в таблице 41 и обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».

Таблица 41 – Потенциально опасные и вредные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Проводка скважины: 1) механическое бурение; 2) спуско-подъемные операции; 3) приготовление и обработка бурового раствора; 4) крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование их; 5) обслуживание и ремонт оборудования буровой установки	Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».
	Повышенные уровни шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 «Вибрационная безопасность»; ГОСТ Р ИСО 9612-2013 «Измерения шума для оценки его воздействия на человека».
	Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»
	Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СП 60.13330.2020 «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха».
	Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное».
	Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 «Электробезопасность».
	Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-84 «Пожаровзрывоопасность веществ и материалов».

5.2.1 Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но проводятся мероприятия для уменьшения негативного воздействия на здоровье работников. При отклонении показателей климата, работники должны

использовать средства индивидуальной защиты, теплоизоляция и состав которых (головной убор, рукавицы, обувь) соответствуют сезону и прописаны в отраслевых нормах. Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах регламентируются 70 МР от 28.12.2010 № 2.2.8.0017-10 [10].

Повышенные уровни шума и вибрации. Источники повышенного шума на буровой – электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. Шумы высокой интенсивности могут вызвать как физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением), так и 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 N 785-69 от 30 апреля 1969 г.» [11], допустимый уровень звука не должен превышать 85 дБА для данного вида работ. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование СИЗ (наушники, вкладыши) и коллективных средств защиты согласно ГОСТ 12.1.029-80 [12]: звукоизолирующие ограждения зданий и помещений; звукоизолирующие кожухи; звукоизолирующие кабины; акустические экраны.

Источники вибрации – это электродвигатели, буровые насосы, ротор, вибросито и дегазатор. Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление 71 внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов. Нормативные значения виброускорения и виброскорости составляют 0,1 м/с² и 2,0 мм/с в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [13]. Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания и СИЗ.

Условия труда по шумовому фактору и вибрации соответствуют допустимым.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Нормы освещенности на рабочих местах определяются РД 08-200-98 "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". Уровень освещенности должен быть не менее следующих значений: роторный стол – 100 люксов, путь движения талевого блока – 30 люксов, помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 люксов, лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 люксов. Данный уровень освещенности поддерживается осветительными приборами: люминесцентные и галогенные модели светильников, прожектора.

Условия труда по световому фактору соответствуют допустимым.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.

Рабочая зона может быть загрязнена вследствие поступления из скважины пластовых газов и при использовании буровых растворов на углеводородной основе, применяемых в строительстве скважины. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей. Согласно ГОСТ 12.1005-88 [14] предельно-допустимые концентрации наиболее распространенных газов, встречающихся в процессе проводки скважины, следующие:

- метан CH_4 (содержится в попутном газе) – 300 мг/м³;
- нефть – 10 мг/м³;
- сероводород H_2S в присутствии углеводородов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м³;
- сернистый газ SO_2 в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³.

Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: СИЗ (респираторы, противогазы, очки и рукавицы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СП 60.13330.2020 [15].

Условия труда по фактору запыленности и загазованности соответствуют допустимым.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования. Во время работы на буровой площадке,

работники подвергаются риску получения травм, таких как ушибы, порезы и переломы, из-за механического воздействия. Для работы на площадке необходимо иметь соответствующую квалификацию и допуск на выполнение определенных работ. Основными источниками риска являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Для безопасной работы с движущимися механизмами нужно соблюдать требования, установленные в ГОСТ 12.2.003-91, включая ограждение движущихся частей и использование защитных устройств. Ремонт и обслуживание оборудования должны производиться только при отключении. Каждый работник должен иметь индивидуальные средства защиты, такие как защитная каска, очки и сапоги.

Производственные факторы, связанные с электрическим током.

Предотвращение опасности поражения электрическим током при проведении полевых работ, сводится к мерам электробезопасности и выполнению требований к устройству электрической части зданий, помещений и сооружений различного назначения согласно ПУЭ-7 [16]. Должна быть предусмотрена защита от грозовых перенапряжений, в соответствии с ПУЭ-7 п.4.2.133-4.2.142.

Причинами поражения электрическим током могут быть: отсутствие заземления и повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа с электрическим оборудованием (СУП, СКЦ, пульт управления лебедкой) требует помимо соответствующей квалификации персонала, большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой. Во избежание электротравм следует проводить:

- ежедневно перед началом работы проверять наличие, исправность и комплектность диэлектрических защитных средств и контура заземления;

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;

- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности.

Пожаровзрывоопасность. Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения. Основными источниками возгорания являются искры, короткое замыкание, разряды молнии, разряды статического электричества.

Вследствие этого, в целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;

- оборудование буровой пожарными щитами, огнетушителями ОП-5, ОП-10, ОВЭ-10, ящиками с песком согласно ФЗ-123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.03.2008 [17] и т.д.

Для предотвращения взрыва на буровой установке принимаются следующие меры:

- исключение потенциальных источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением;
- установка контрольно-измерительных приборов, защитной аппаратуры и табличек.

- установка на объектах систем оповещения (звуковой сигнализации) всего персонала, занятого на буровой установке.

5.3 Экологическая безопасность

В силу специфики нефтяной промышленности, которая характеризуется высоким уровнем загрязнения окружающей среды, необходимо уделять особое внимание защите окружающей среды. Все технологические процессы в этой отрасли могут вызывать нарушение экологической обстановки.

Воздействие на атмосферу. В процессе бурения скважин на окружающую среду оказывает влияние техника, сооружения и технологические процессы. Основными источниками выбросов являются двигатели и силовые установки. Однако, специальное оборудование на скважине может предотвратить аварийные выбросы.

Для уменьшения выбросов загрязняющих веществ нужно соблюдать производственный регламент, мониторить работу оборудования, использовать качественные материалы и проверять герметичность системы и оборудования в соответствии с проектной документацией.

Воздействие на гидросферу.

При строительстве скважин происходит загрязнение гидросферы на всех этапах, включая использование амбарного метода бурения и взаимодействие бурового раствора с водоносными горизонтами. Низкое качество цементного камня может также приводить к протечкам пластовых флюидов и загрязнению водяных горизонтов.

Основным источником загрязнения поверхностных вод является сброс сточных вод и загрязняющих веществ, но в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 [18], сброс сточных вод на рельеф запрещен, а сброс в поверхностные водоемы не предусмотрен проектом.

Воздействие на литосферу. Строительство скважин приводит к вырубке деревьев, повреждению почвы, созданию неровностей и загрязнению территории мусором. Буровой раствор может загрязнять почву химическими реагентами и углеводородами при возможных аварийных разливах. Отходы, полученные при бурении, должны быть утилизированы или переработаны в соответствии с ГОСТ 17.4.3.04-85 [19].

Инструкция РД 39-133-94 [20] регулирует захоронение отходов в шламовом амбаре, который должен быть рекультивирован, а буровой шлам может быть использован как наполнитель для строительных материалов в соответствии с ГОСТ 22263-76.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Самым вероятным случаем чрезвычайной ситуации техногенного характера из описанных является газонефтеводопроявление (ГНВП). ГНВП представляет угрозу для жизни и здоровья людей, может привести к потере оборудования и утрате ценных ресурсов. Причины ГНВП могут быть связаны с неправильным планированием работ, снижением давления в столбе жидкости в скважине, освоением пластов с высоким содержанием газа в жидкости.

При появлении признаков выброса пластовой жидкости в скважину, срабатывает сигнал "Выброс", после чего буровая команда обязана загерметизировать буровую трубу и информировать руководство о происшествии, а затем действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [21].

5.5 Выводы к разделу «социальная ответственность»

Рассмотрены потенциально опасные и вредные производственные факторы, которые могут негативно повлиять на здоровье работников, занятых строительством скважины. Были обоснованы необходимые меры по уменьшению и устранению воздействия этих факторов.

Контроль за обеспечением здоровья работников и безопасности окружающей среды является важной составляющей производственного процесса, которые совместно с соблюдением требований по охране труда и правил техники безопасности позволит предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций и улучшить условия труда.

Заключение

В результате выполнения выпускной квалификационной работы были спроектированы технологические решения для строительства эксплуатационной многозабойной скважины.

Скважина является одноколонной. Спроектирован профиль скважины с горизонтальным окончанием с двумя забоями протяженностью 300 и 404 метров. Точкой зарезки бокового ствола является кровля продуктивного пласта М1. Для обеспечения скорости бурения и качества проводки ствола, для интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовики предложено применение РУС AutoTrack.

В разделе специальной части предложены рекомендации по проектированию конструкции скважин в сложных горно-геологических условиях на месторождениях, относящихся к районам крайнего севера. Были проанализированы условия применения потайных колонн.

В рамках раздела финансового менеджмента, ресурсоэффективности и ресурсосбережения была рассмотрена организационная структура предприятия АО «Саратов-Бурение». Также был осуществлен расчет сметной стоимости компонентов, входящих в состав промывочной жидкости.

В рамках раздела социальной ответственности были рассмотрены вопросы об организационном обеспечении безопасности труда и экологической безопасности. Анализ опасных и вредных производственных факторов, влияющих на жизнь и здоровье работников, показал, что условия труда соответствуют допустимым.

Список используемых источников

1. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2019. – 225 с.
2. Термоизолирующие обсадные трубы // Сибпромкомплект. 2021. <https://www.zaospk.ru/catalog/termoizoliruyushchee-napravlenie-obsadnoy-truby/termoizoliruyushchie-obsadnye-truby.html> (дата обращения 22.04.2023).
3. Особенности техники и технологии бурения скважин на месторождении «Белый тигр» (республика Вьетнам) / Л.М. Левинсон, Буй Ань Ту // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2018. – № 4. – С. 20–34.
4. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020 года N 534.
5. Совершенствование технологии строительства горизонтальных скважин / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов, Э.В. Бабушкин, В.Н. Ковалев, А.М. Шурупов, В.В. Фатихов, О.Ф. Терегулов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – Т. 613. – № 1. – С. 55–59.
6. Крепление глубокой параметрической скважины № 1 Предречицкой площади в осложненных горно-геологических условиях / Д.В. Воробьев, Д.С. Гузов, С.А. Кравченко, Д.В. Порошин, А.М. Щелков, В.В. Бессель, А.Н. Пузырев, А.В. Дудка // Бурение и нефть. – 2016. – № 8. – С. 26 – 29.
7. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.
8. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом :

Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.

9. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 301. Режимы труда и отдыха при работе вахтовым методом : Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 21 декабря 2001 года]. – Москва , 2022.

10. МР 2.2.8.0017-10. Методические рекомендации. Гигиена труда. Средства коллективной и индивидуальной защиты: дата введения 2011-01-28. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200085861> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

11. Санитарные нормы и правила по ограничению шума на территориях и в помещениях производственных предприятий N 785-69: дата введения 1969-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200076312> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

12. ГОСТ 12.1.029-80. Система стандартов безопасности труда. Средства и методы защиты от шума. Классификация: дата введения 1981-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200292> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

13. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования: дата введения 2008-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200059881> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

14. ГОСТ 12.1005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: дата введения 1989-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

15. СП 60.13330.2020. Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: дата введения 2021-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573697256> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

16. Правила устройства электроустановок. Издание 7 : официальное издание : утверждены Министерством энергетики Российской Федерации от 8.06.2002 : введены в действие 01.01.2003. – Москва : ОАО «ВНИИЭ», 2003. – 462 с.

17. Российская Федерация. Законы. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федеральный закон № 197-ФЗ : [принят Государственной Думой 22 марта 2008 года]. – URL: <https://mchs.gov.ru/uploads/document/2022-04-08/c907f456516c1f21009131cfdb944deb.pdf> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

18. ГОСТ 17.1.3.12-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше: дата введения 1987-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

19. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения: дата введения 1986-07-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

20. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше: дата введения 1994-07-01. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

21. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции: дата введения 1992-01-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200021294> (дата обращения: 16.05.2023). – Текст : электронный.

Приложение А

(обязательное)

Результаты проектирования профиля ствола скважины

Таблица А.1 – Результаты программных расчетов по профилю скважины

Тип профиля	Наклонно-направленный с горизонтальным участком с 2 забоями									
Исходные данные										
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	3680	Зенитный угол входа в пласт (не менее), градус							80	
Глубина подошвы продуктивного пласта, м	3710	Максимальный зенитный угол в интервале ГНО (не более), градус							65	
Отход на кровлю Т1 основного ствола, м	950	Максимальная пространственная интенсивность до зоны ГНО, градус/10 м							2,0	
Отход на точку Т2 дополнительного ствола, м	1050	Максимальная пространственная интенсивность после зоны ГНО, градус/10 м							3,0	
Длина горизонтального участка основного ствола, м	300	Максимальная пространственная интенсивность в зоне ГНО, градус/10 м							0,18	
Длина горизонтального участка дополнительного ствола, м	300									
Расчётные данные (основной ствол)										
№ интер-вала	Глубина по вертикали, м		Глубина по стволу, м		Длина, м	Отход, м	Зенитный угол, град		Азимут, град	
	От	До	От	До			В начале	В конце	В начале	В конце
1	0	910,00	0	910,00	910,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
2	910,00	1258,05	910,00	1263,63	353,63	54,13	0,000	17,682	0,000	0,000
3	1258,05	3530,00	1263,63	3648,23	2384,60	778,40	17,682	17,682	0,000	0,000
4	3530,00	3680,00	3648,23	3887,79	239,55	950,00	17,682	80,000	0,000	0,000
5	3680,00	3695,00	3887,79	4060,11	172,32	1121,45	80,000	90,000	0,000	0,000
6	3695,00	3695,00	4060,11	4187,79	127,68	1249,13	90,000	90,00	0,000	0,000
Примечание — Интенсивность пространственного искривления на 4 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 2,6014 град/10 м, что соответствует техническому заданию.										

Продолжение таблица А.1

Расчётные данные (дополнительный ствол)										
№ интер- вала	Глубина по вертикали, м		Глубина по стволу, м		Длина, м	Отход, м	Зенитный угол, град		Азимут, град	
	От	До	От	До			В начале	В конце	В начале	В конце
1	0	910,00	0	910,00	910,00	0,00	0,000	0,000	0,000	0,000
2	910,00	1258,05	910,00	1263,63	353,63	54,13	0,000	17,682	0,000	0,000
3	1258,05	3530,00	1263,63	3648,23	2384,60	778,40	17,682	17,682	0,000	0,000
4	3530,00	3680,00	3648,23	3887,79	239,55	950,00	17,682	80,000	0,000	0,000
5	<u>3680,00</u>	<u>3680,00</u>	<u>3887,79</u>	<u>3887,79</u>	<u>0,000</u>	<u>950,00</u>	<u>80,000</u>	<u>80,000</u>	<u>0,000</u>	<u>0,000</u>
6	3680,00	3691,71	3887,79	3954,58	66,79	1014,59	80,000	80,000	0,000	20,000
7	3691,71	3695,00	3954,58	3992,33	37,75	1050,00	90,000	90,000	20,000	20,000
8	3695,00	3695,00	3992,33	4292,33	300,00	1337,65	90,000	90,000	20,000	20,000
Примечание — Интенсивность пространственного искривления на 6 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 2,9485 град/10 м (2,9945 град/10 м по азимуту), что соответствует техническому заданию. — Интенсивность пространственного искривления на 7 интервале рассчитана в автоматическом режиме и составляет 2,6493 град/10 м (2,6493 град/10 м по азимуту), что соответствует техническому заданию.										

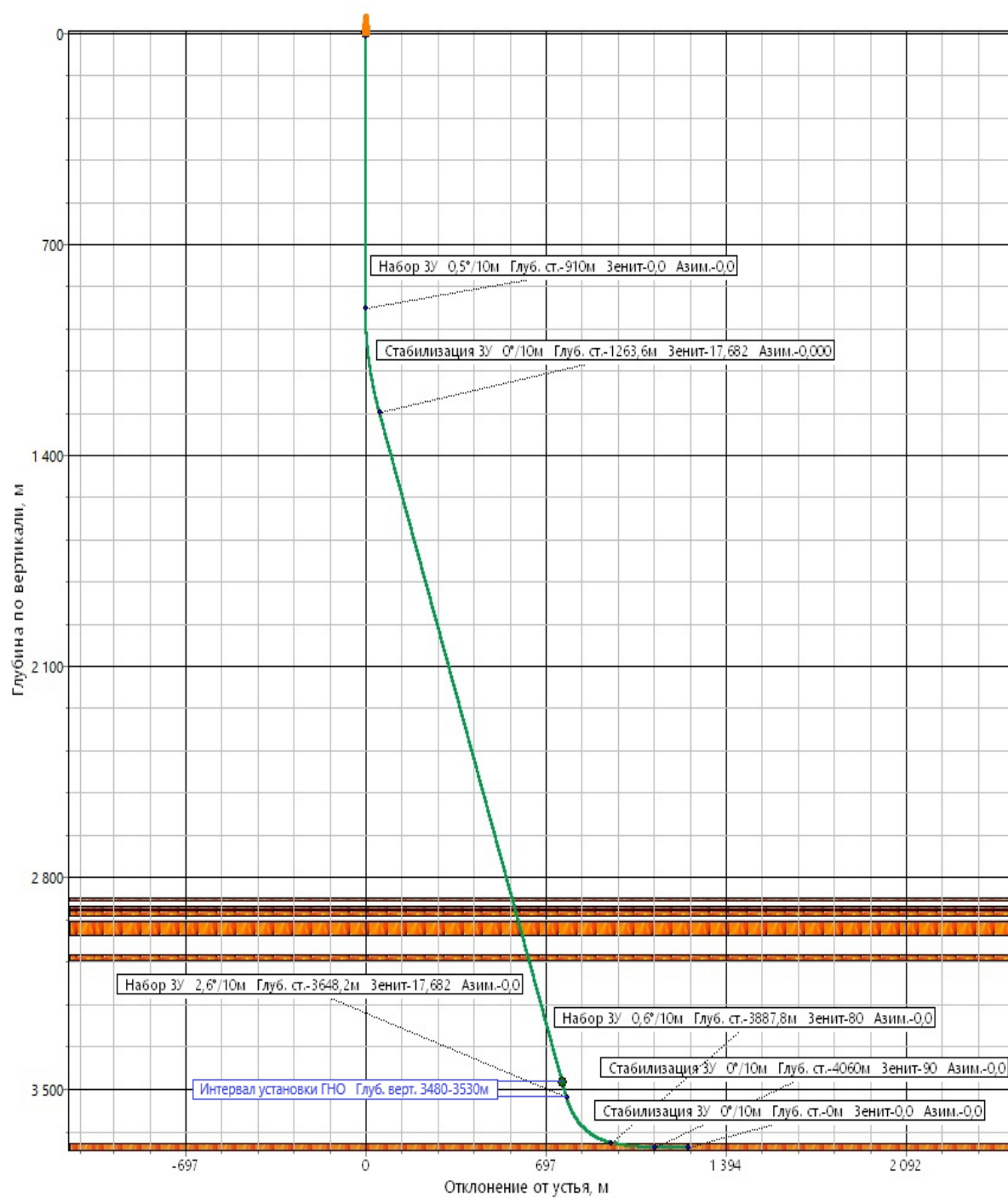


Рисунок А.1 – Профиль основного ствола скважины

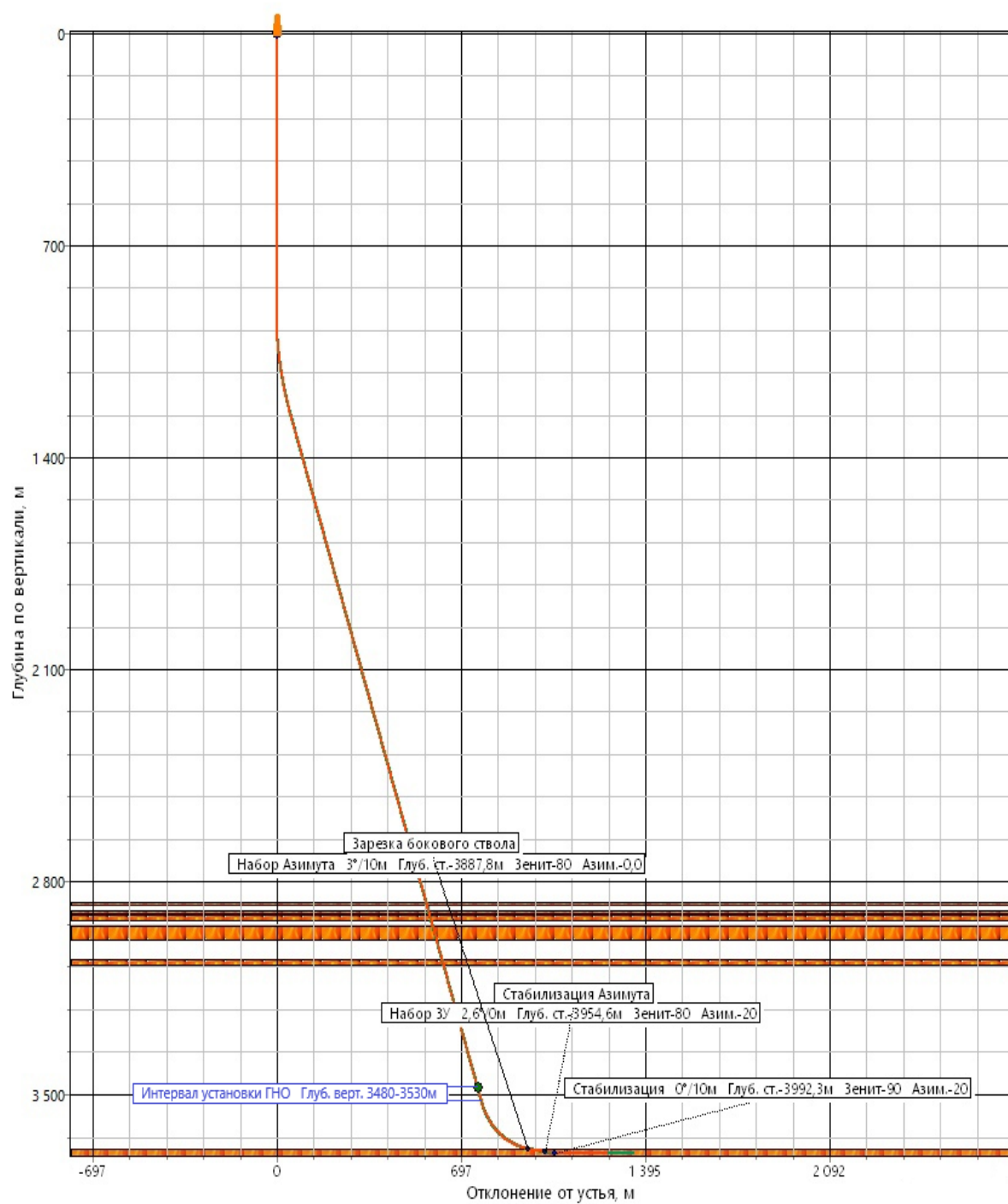


Рисунок А.2 – Профиль дополнительного ствола скважины

Приложение Б

(обязательное)

Результаты проектирования КНБК

Таблица Б.1 – КНБК для бурения интервала под направление (0 – 60 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	2	3	4	5	6
1	490,0 GRD213	290	0,50	-	-
				н	3-177
2	М-171/177	73	0,40	м	3-177
				м	3-171
3	3-К 490,0 СТ	450	1,10	н	3-171
				м	3-171
4	П-161/171	97	0,54	н	3-171
				м	3-161
5	УБТС1-203 (6 шт.)	8385	39,00	н	3-161
				м	3-161
6	П-133/147	46	0,52	н	3-161
				м	3-133
7	СБТ-127х9,19 S-135 (ост.)	604	17,94	н	3-133
				м	3-133
Σ		9946	60,00		

Таблица Б.2 – КНБК для бурения интервала под кондуктор (60 – 890 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	2	3	4	5	6
1	393,7 FD419SM	147	0,45	-	-
				н	3-177
2	М-171/177	73	0,40	м	3-177
				м	3-171
3	2-КА 385,0 СТК	261	0,80	н	3-171
				м	3-171
4	МВР-240Т	2668	11,34	н	3-171
				м	3-171
5	КОБ-240РС	167	0,8	н	3-171
				м	3-171
6	НУБТ-215 (с ТМС СИБ 2.2)	955	4,40	н	3-171
				м	3-171
7	НУБТ-215	955	4,40	н	3-171
				м	3-171

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6
8	Изолятор 2.2 (Электромагнит)	450	2,50	н	3-171
				м	3-171
9	Фильтр проходной ФП-210	330	2,10	н	3-171
				м	3-171
10	П-147/171	40	0,59	н	3-171
				м	3-147
11	П-133/147	40	0,59	н	3-147
				м	3-133
12	ТБТ-127 (8шт.)	5571	73,20	н	3-133
				м	3-133
13	ТБПК-127х9,19 S-135 (ост.)	25562	788,43	н	3-133
				м	3-133
Σ		37218	890,00		

Таблица Б.3 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну (890 – 3865 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	2	3	4	5	6
1	TD-295,3 SND 613-T1.2	90	0,35	-	-
				н	3-152
2	РУС AutoTrack 6,75	920	4,82	м	3-152
				м	NC-50
3	ТМС OnTrack 6,75	1260	6,46	н	NC-50
				м	NC-50
4	Пульсатор с турбиной питания ВСРМ (Гидроканал)	570	5,42	н	NC-50
				м	NC-50
5	Прибор LithoTrack 6,75	970	5,81	н	NC-50
				м	NC-50
6	Верхний СТОП-переводник	140	0,81	н	NC-50
				м	3-133
7	Корпус фильтра с фильтром	259	2,32	н	3-133
				м	3-133
8	КОБ-172РС	148	0,78	н	3-133
				м	3-133
9	ТБТ-168 (4 шт.)	3119	37,80	н	3-133
				м	3-133
10	ТБПК-127х9,19 S-135 (33 св.)	25819	792,00	н	3-133
				м	3-133
11	П-108/133	44	0,52	н	3-133
				м	3-108
12	ТБТ-133 (2 шт.)	1414	18,30	н	3-108
				м	3-108

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6
13	4ГУМ-127М	296	5,16	Н	3-108
				М	3-108
14	ТБТ-133 (2 шт.)	1414	18,30	Н	3-108
				М	3-108
15	П-133/108	34	0,51	Н	3-108
				М	3-133
16	ТБПК-127x9,19 S-135 (ост.)	96680	2965,64	Н	3-133
				М	3-133
Σ		133177	3865,00		

Таблица Б.4 – КНБК для бурения интервала под хвостовик дополнительного ствола (3865 – 4292 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	2	3	4	5	6
1	TD-190,5 SND 613-T1. 2	60	0,30	-	-
				н	3-117
2	РУС AutoTrack 4,75	850	4,76	м	3-117
				м	NC-38
3	ТМС OnTrack 4,75	1260	6,25	н	NC-38
				м	NC-38
4	Пульсатор с турбиной питания ВСРМ (Гидроканал)	570	5,05	н	NC-38
				м	NC-38
5	Прибор LithoTrack 4,75	513	5,08	н	NC-38
				м	NC-38
6	Верхний СТОП-переводник	130	0,77	н	NC-38
				м	3-117
7	Корпус фильтра с фильтром	259	2,30	н	3-117
				м	3-117
8	П-122/117	41	0,48	н	3-117
				м	3-122
9	КОБ-165РС	90	0,76	н	3-122
				м	3-122
10	ТБТ-159 (8 шт.)	5988	75,60	н	3-122
				м	3-122
11	П-133/122	33	0,48	н	3-122
				м	3-133
12	ТБПК-127х9,19 S-135 (22 св.)	17213	528,00	н	3-133
				м	3-133
13	П-108/133	44	0,52	н	3-133
				м	3-108
14	ТБТ-133 (2 шт.)	1411	18,30	н	3-108
				м	3-108

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6
15	4ГУМ-127М	296	5,16	Н	3-108
				М	3-108
16	ТБТ-133 (2 шт.)	1411	18,30	Н	3-108
				М	3-108
17	П-133/108	34	0,51	Н	3-108
				М	3-133
18	ТБПК-127x9,19 S-135 (ост.)	117992	3619,38	Н	3-133
				М	3-133
Σ		148195	4292,00		

Таблица Б.5 – КНБК для бурения интервала под хвостовик основного ствола (3888 – 4188 м)

№ п/п	Шифр	Масса	Длина	Тип соединения	Резьба
		кг	м		низ/верх
1	2	3	4	5	6
1	TD-190,5 SND 613-T1. 2	90	0,30	-	-
				н	3-117
2	РУС AutoTrack 4,75	850	4,76	м	3-117
				м	NC-38
3	ТМС OnTrack 4,75	1260	6,25	н	NC-38
				м	NC-38
4	Пульсатор с турбиной питания ВСРМ (Гидроканал)	570	5,05	н	NC-38
				м	NC-38
5	Прибор LithoTrack 4,75	513	5,08	н	NC-38
				м	NC-38
6	Верхний СТОП-переводник	130	0,77	н	NC-38
				м	3-117
7	Корпус фильтра с фильтром	259	2,30	н	3-117
				м	3-117
8	П-122/117	41	0,48	н	3-117
				м	3-122
9	КОБ-165РС	90	0,76	н	3-122
				м	3-122
10	ТБТ-159 (8 шт.)	5988	75,60	н	3-122
				м	3-122
11	П-133/122	33	0,48	н	3-122
				м	3-133
12	ТБПК-127х9,19 S-135 (22 св.)	17213	528,00	н	3-133
				м	3-133
13	П-108/133	44	0,52	н	3-133
				м	3-108
14	ТБТ-133 (2 шт.)	1414	18,30	н	3-108
				м	3-108

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4	5	6
15	4ГУМ-127М	296	5,16	Н	3-108
				М	3-108
16	ТБТ-133 (2 шт.)	1414	18,30	Н	3-108
				М	3-108
17	П-133/108	34	0,51	Н	3-108
				М	3-133
18	ТБПК-127x9,19 S-135 (ост.)	114601	3515,38	Н	3-133
				М	3-133
Σ		144834	4188,00		

Таблица Б.6 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружн. диаметр, мм	марка (граппа прочности)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
БУРЕНИЕ	0	60	БТ ПК-127х9,19	127	S-135	9,19	3-133	17,94	0,604	9,946	23,47	24,68
БУРЕНИЕ	60	890	БТ ПК-127х9,19	127	S-135	9,19	3-133	789,23	25,729	37,218	5,84	6,15
БУРЕНИЕ	890	3865	БТ ПК-127х9,19	127	S-135	9,19	3-133	2965,64	96,680	133,177	1,75	1,84
БУРЕНИЕ	3865	4292	БТ ПК-127х9,19	127	S-135	9,19	3-133	3619,38	117,992	148,195	1,57	1,66
БУРЕНИЕ	3888	4188	БТ ПК-127х9,19	127	S-135	9,19	3-133	3515,38	114,601	144,834	1,61	1,69

Геолого-технический наряд

Буровая установка: БУ 6000/400 ЗК-БМ
Лейка: ЛБУ-1500 АС-2
Талевая система: 6х7
Ротор: Р-700
Система верхнего привода: СВР 450ЗНР-М
Насосы: УНБ-1250

Характеристика буровых труб для бурения интервала под эксплуатационную колонну				
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Длина секции, м
ТБТ	159	44	Д	76
ТБТ	133	36	Д	36
ТБПК	127	9	С-В5	4043

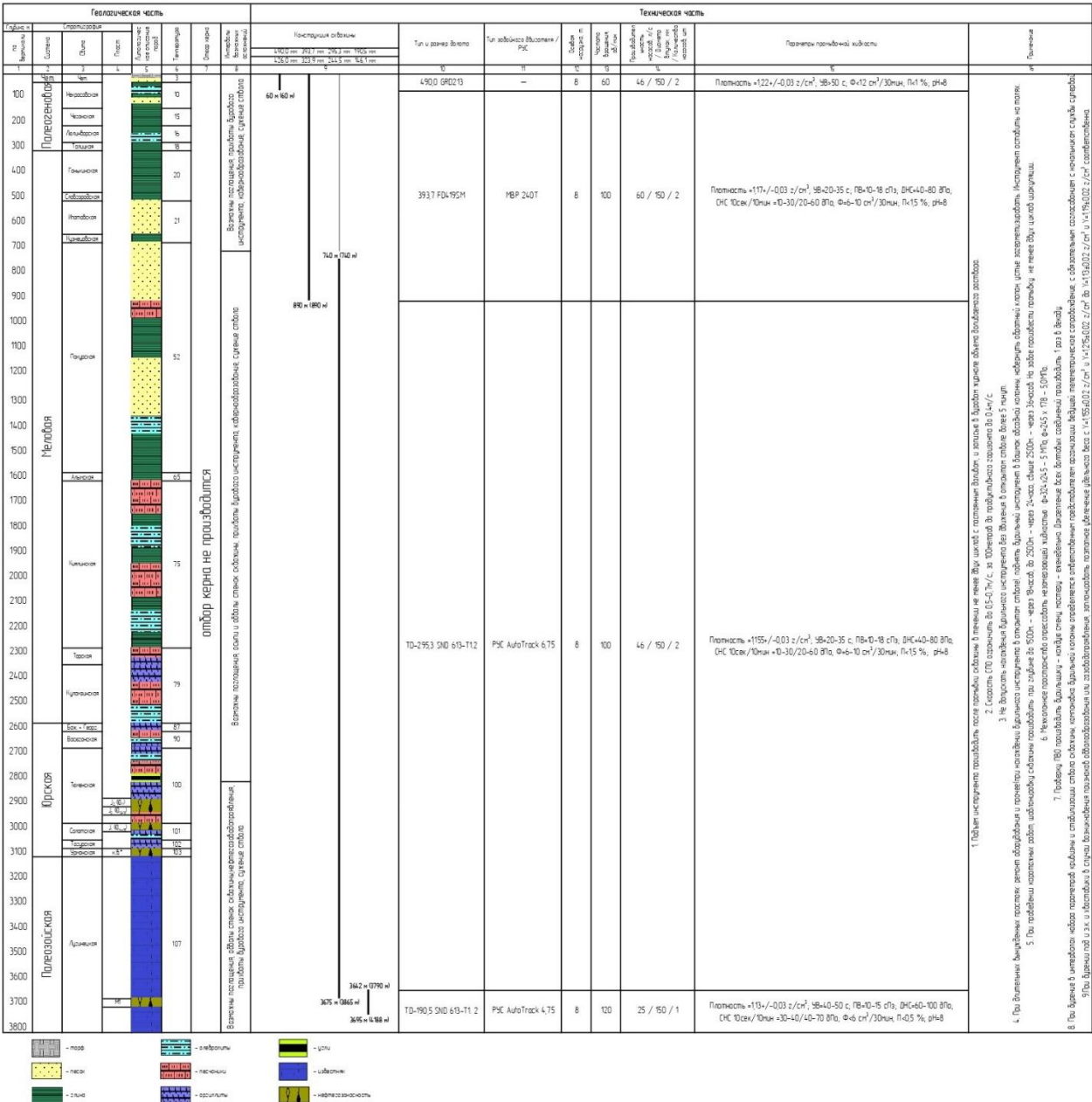


Рисунок В.1 – Геолого-технический наряд

Приложение Г

(обязательное)

КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну 890-3865 м

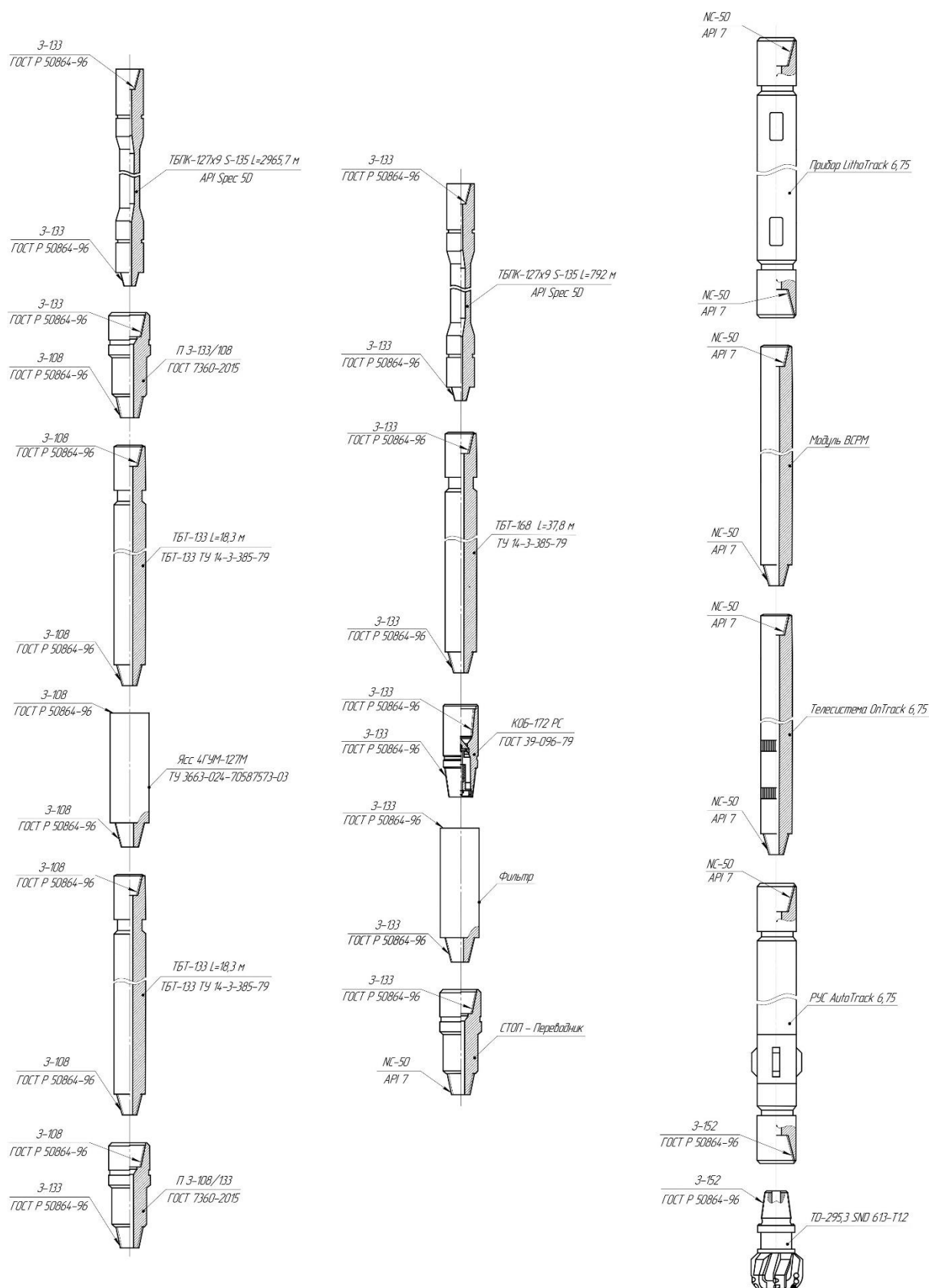


Рисунок Г.1 - КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Приложение Д

(обязательное)

Потребное количество химических реагентов

Таблица Д.1 – Результаты расчетов потребного количества химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упак-ка	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовики		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	90	4	202	8	424	18	260	10	976	40
Кальцинированная сода	Связывание ионов кальция и магния	25	90	4	486	19	1016	41	624	25	2216	89
Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	1000	5970	6	16194	17	33878	34	-	-	56042	57
Лигнит	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	25	112	5	2024	81	4235	169	-	-	6371	255
Барит	Регулирование плотности	1000	12391	12	77209	78	143550	144	-	-	233149	234
Полианионная целлюлоза	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	25	-	-	202	9	424	17	-	-	626	26
Универсальная смазка	Снижение коэффициента трения в скважине	202	-	-	2024	10	4235	21	-	-	6259	31
Ксантановая смола	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	25	-	-	-	-	-	-	1872	75	1872	75
Картофельный крахмал	Регулятор фильтрации	25	-	-	-	-	-	-	9360	375	9360	375

Продолжение таблицы Д.1

Наименование материала	Назначение	Упак-ка	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Экспл. колонна		Хвостовики		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
KCl	Подавление процессов гидратации глин, ингибирование поровых каналов	1000	-	-	-	-	-	-	51998	52	5998	52
Мрамор	Регулирование плотности, кольматация каналов	1000	-	-	-	-	-	-	26826	27	26826	27
25% Глюнеральдегид Бактерицид	Защита от микробиологической деструкции	220	-	-	-	-	-	-	260	2	260	2
Противопенная добавка	Предотвращение пенообразования	174	-	-	-	-	-	-	260	2	260	2

Приложение Е

(обязательное)

Стоимость потребного количества реагентов бурового раствора

Таблица Е.1 – Результаты расчетов стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

Наименование материала	Упак-ка	Потребное количество реагентов					Стоимость	
		Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовики	Итого	Упак-ка	Итого
	кг	уп	уп	уп	уп	уп	тыс. руб	тыс. руб
NaOH	25	4	8	18	10	40	1,8	72,0
Na ₂ CO ₃	25	4	19	41	25	89	1,1	97,9
M-I GEL	1000	6	17	34	-	57	15,2	866,4
TANNATHIN	25	5	81	169	-	255	3,4	867,0
BaSO ₄	1000	12	78	144	-	234	1,1	257,4
POLYPAC	25	-	9	17	-	26	11,2	291,2
LUBE-167	202	-	10	21	-	31	9,4	291,4
DUO-VIS	25	-	-	-	75	75	10	750,0
POLY SAL	25	-	-	-	375	375	7,3	2737,5
KCl	1000	-	-	-	52	52	31,0	1612,0
CaCO ₃	1000	-	-	-	27	27	5,0	135,0
X-Cide102/ Greenside25-G	220	-	-	-	2	2	22	44,0
DEFOAM-A	174	-	-	-	2	2	120	240,0
							Итого:	8261,8