

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Сортымскую свиту нефтяного месторождения

УДК 622.243.23:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кирплюк Илья Павлович		11.06.2022

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Борисов Константин Иванович	Д.Т.Н.		11.06.2022

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Креницына Зоя Васильевна	К.Т.Н.		10.06.2022

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	—		10.06.2022

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.06.2022

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характер на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	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	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь,</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях

	в области проектного менеджмента	<p>неопределенности</p> <p>И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента</p> <p>И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении</p> <p>И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства</p>
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	<p>И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве</p> <p>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы</p> <p>И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ</p>
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	<p>И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии</p> <p>И.ОПК(У)-5.5. Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах</p>
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	<p>И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности</p> <p>И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности</p>
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

	<ul style="list-style-type: none"> 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: нижняя точка установки ГНО 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый 9. Конструкция забоя: закрытый забой 10. Способ освоения скважины (выбрать): перфорация с последующей интенсификацией ГРП/свабирование/компрессирование/струйный насос
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам 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).</i></p>	<ul style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ul style="list-style-type: none"> 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ul style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 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. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин <ul style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ul style="list-style-type: none"> 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. Расчет процессов цементирования скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины <ul style="list-style-type: none"> 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

	2.5. Выбор буровой установки
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа буровой колонны)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Креницына Зоя Васильевна, к.т.н., доцент ОСГН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, старший преподаватель отделения общетехнических дисциплин
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке	
1. Общая и геологическая часть	
2. Технологическая часть	
3. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений при бурении в зоне ММП	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Борисов Константин Иванович	д.т.н		11.02.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кирплюк Илья Павлович		11.02.22

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: Бакалавриат
 Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
	2. Технологическая часть проекта	40
	3. Анализ технологии строительства разведочных скважин на шельфе	15
	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5. Социальная ответственность	15
	6. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Борисов Константин Иванович	д.т.н.		17.03.2022

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		17.03.2022

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Кирплук Илья Павлович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	Основные направления деятельности предприятия
2. <i>Схема и описание организационной структуры управления предприятием</i>	Организационная структура управления предприятием
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	Расчет сметной стоимости буровых растворов

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кирплук Илья Павлович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Кирплюку Илье Павловичу

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Сортымскую свиту нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: технический проект на скважину</p> <p>Область применения: бурение скважин на Сортымскую свмту нефтяного месторождения</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 264; • Статья 298; • Статья 299; • Статья 302; <p>– ГОСТ 12.2.005-74 "Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых";</p> <p>– ГОСТ 12.2.032-78."Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования";</p> <p>–ГОСТ 22269-76 "Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места".</p>
2. Производственная безопасность:	Вредные факторы:

<p>2.1. Анализ потенциально вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень общей и локальной вибрации; – Отклонение показателей микроклимата от заданных норм – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте; – Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся части и механизмы; – Производственные факторы связанные с электрическим током. – Пожаровзрывоопасность;
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГНВП – Пожары и взрывы на БУ – Лесные пожары – Взрывы ГСМ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	02.02.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		02.02.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Кирплюк Илья Павлович		02.02.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 126 страниц, 31 таблицы, 17 рисунков, 24 литературных источника, 3 приложения.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, нефть, многолетнемерзлые породы.

Объектом исследования является скважина на Сортымскую свиту нефтяного месторождения в Западной Сибири.

Целью работы является найти технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Сортымскую свиту нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3550 метров.

В специальной части проекта рассмотрены мероприятия по предупреждению осложнений при бурении в многолетнемерзлых породах.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивании скважин, техническом сопровождении этих процессов.

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СВП – силовой верхний привод;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спускоподъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБТ – толстостенная бурильная труба;

ТК – техническая колонна;

ЭК – эксплуатационная колонна;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ГТН – геолого-технический наряд;

НКТ - насосно-компрессорные трубы;

БС - боковой ствол;

ОК – обратный клапан;

БР – буровой раствор.

ММП – многолетнемерзлые породы

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	19
1. Общая и геологическая часть	21
1.1 Геологические условия бурения	21
1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения	25
1.3 Зоны возможных осложнений	26
2. Техническая часть	30
2.1. Обоснование и расчёт профиля скважины	30
2.2. Обоснование конструкции скважины	31
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	31
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	31
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	33
2.2.4. Выбор интервалов цементирования.....	33
2.2.5. Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн	34
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	34
2.3. Проектирование процессов углубления	36
2.3.1. Выбор способа бурения.....	36
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента	37
2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото	39
2.3.4. Расчёт частоты вращения долота	40
2.3.5. Расчёт необходимого количества бурового раствора	40
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	42
2.3.7. Проектирование и расчёт компоновок бурильной колонны	44
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	47
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	51

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	53
2.4.1. Расчёт обсадных колонн на прочность	53
2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных труб	62
2.4.3. Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины	63
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	69
2.5. Выбор буровой установки.....	73
3. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений при бурении в зоне ММП	74
3.1. Актуальность	74
3.2. Анализ состава и строения ММП.....	75
3.3. Анализ возможных осложнений при бурении верхних интервалов. 77	
3.3.1. Физико-химическое воздействие на ММП	77
3.3.2. Тепловое воздействие на ММП.....	78
3.3.3. Прочие возможные осложнения при бурении в ММП	79
3.4. Анализ и разработка мероприятий по предупреждению осложнений в ММП	79
3.4.1. Требования к буровому раствору	79
3.4.2. Типы буровых промывочных агентов	80
3.5. Анализ и разработка мероприятий по снижению растепления буримых горных пород.....	83
3.5.1. Рекомендуемые технологические мероприятия	83
3.5.2. Использование технологии «Термокейс» для снижения осложнений при бурении в ММП	84
3.6. Мероприятия по борьбе с другими негативными влияниями ММП	86
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	89

4.1.	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	89
4.1.1.	Основные направления деятельности предприятия	89
4.1.2.	Организационная структура предприятия.....	90
4.2.	Расчёт сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора	92
5.	Социальная ответственность	97
5.1.	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. 97	
5.1.1.	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	97
5.1.2.	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ...	98
5.2.	Производственная безопасность.....	99
5.2.1.	Анализ вредных производственных факторов.....	100
5.2.1.1.	Отклонение показателей микроклимата	100
5.2.1.2.	Повышенный уровень шума	101
5.2.1.3.	Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте.....	101
5.2.1.4.	Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов	102
5.3.3.	Экологическая безопасность.....	107
5.3.4.	Мероприятия по защите атмосферы	107
5.3.5.	Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	108
5.4.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	110
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	111
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	113
	Приложение А	116

Приложение Б.....	119
Приложение В.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Начало реальной работы на любых месторождениях происходит с сооружения скважин, так как во всех добывающих полезные ископаемые странах, в основном, больше всего добыча газа и нефти производится скважинным способом. На данном этапе работы требуется высокая скорость выполнения, и чтобы стоимость работ была, насколько это возможно, низкая, так как до получения прибыли со скважины еще очень далеко.

Скважины, которые имеют наклонно-направленный профиль, являются более выгодными по сравнению с вертикальными и дают лучший доступ к малодоступным пластам. Именно поэтому они широко распространены в добывающих производствах.

Достаточно сложной технической задачей представляется сооружение скважины. В соответствии с техническим заданием проектируется параметрическая скважина на Палеозойскую систему нефтегазового месторождения, имеющая четырехинтервальный профиль и протяженный интервал стабилизации, длина которого равна 4056 метрам. Особое внимание необходимо уделить интервалу бурения под эксплуатационную колонну, так как температура в зоне продуктивного пласта слишком высока, чтобы использовать винтовой забойный двигатель в компоновке низа бурильной колонны. Поэтому было принято решение использовать способ бурения с помощью силового верхнего привода с жестким типом КНБК, чтобы не допустить потери набранного зенитного угла в интервале стабилизации.

Предлагаемые технологические решения приведут к тому, что скважина будет построена без аварий, хотя исходные условия довольно сложны: высокие показатели температуры в исследуемом пласте, поглощения бурового раствора на всех интервалах бурения, нефтегазоводопроявления по всему разрезу скважины, а также осыпи и обвалы.

Итак, целью данной работы ставится поиск технологических решений для строительства параметрической наклонно-направленной скважины в полном

соответствии с реально используемыми буровыми компаниями проектами на нефтегазовом месторождении Томской области.

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

- 1) проведение анализа горно-геологических условий;
- 2) проектирование профиля скважины, исходя из технических условий задания;
- 3) оптимизация конструкции скважины, режимов и способов бурения;
- 4) выбор подходящих типов буровых растворов и их компонентных составов;
- 5) расчет параметров заканчивания скважины и подбор необходимой оснастки.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице 2.

В таблице А.2 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице 1.

Разрез скважины сложен породами мягкими, средними и твердыми, поэтому необходимо проектировать пород разрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Интервал 0-350 метров залегает в зоне ММП, что предполагает проектирование особых условий бурения.

Продуктивный горизонт – относится к Меловому стратиграфическому подразделению. Свита выражена переслаиванием алевролитов, песчаников и глинистых пород. Продуктивный пласт располагается в интервале 3330-3340 метров и представлен песчаником.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют. На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют.

Максимальный градиент гидроразрыва наблюдается в интервале 1500-1900 метров и равняется 0,2172 кгс/см² на м.

Прогноз давления и температуры по разрезу скважины представлен в таблице 1.

Литологическая и геокриологическая характеристика по разрезу скважины представлены в таблицах 2 и 3 соответственно

Таблица 1 – Давления и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес кого подразделения	Интервал, м		Градиент				Темпера тура
			Пластов ого давлени я	Порового давления	Гидроразр ыва пород	Горного давления	
	от (верх)	до (низ)	МПа/ м	МПа/ м	МПа/100 м	МПа/100 м	°С
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	90	0,1	–	0,196	0,196	-2
P3	90	400	0,1	–	0,197	0,201	5
P2-3	400	650	0,1	–	0,201	0,205	21
P2	650	800	0,1	–	0,205	0,207	24
P1	800	1283	0,1	–	0,189	0,211	33
K2 m	1283	1500	0,1	–	0,211	0,217	45
K2k+st+km	1500	1900	0,1	–	0,217	0,222	57
K2t-k	1900	2400	0,1	–	0,195	0,227	72
K1a-al-K2s	2400	2845	0,103	–	0,178	0,231	85
K1v-g-br	2845	3300	0,103	–	0,167	0,235	99
K1b-v	3300	3500	0,103	–	0,159	2,362	105

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс страт. подразд.	Интервал,м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	Краткое название	% в инт.	
1	2	3	4	5	6
Q	0	70	Суглинки, супеси Гравий, песчаники	70 30	Юрские отложения представлены песками, песчаниками, суглинками, галечниками
P3	70	150	Пески Алеврол. глины	60 40	Кирпично-красные мергели с прослоями аргиллитов и включением гипсов и ангидридов
P2-3	150	260	Глины Пески, алевролиты	80 20	Переслаивание серых окаменелых доломитов с известняков. Породы участками загипсованы.
P2	260	480	Глины опоковидн. Глины	40 30	Чередование известняков и доломитов. Известняки от темно-серых до черных. Доломиты серые, коричнево-серые, мелкокристаллические.
P1	480	675	Пески Глины	60 40	Неравномерное чередование пластов каменной соли и доломитов, с редкими прослойками аргиллитов. Нижняя часть представлена пластами каменной
K2 m	675	950	Глины	100	Доломиты и известняки глинистые с прослоями линз гипса и ангидрида.
K2k+st+km	950	1235	Глины Глины опоковидн. Опоки	60 30 10	Чередование каменной соли с доломитами. В нижней части разреза свиты присутствует трапповая интрузия средней мощности, представленная диабазами черного цвета, очень крепкими, трещиноватыми.
K2t-k	1235	1283	Глины	100	Доломиты и известняки серые, плотные, крепкие, ангидритизированные с подчиненными прослойками каменной соли, аргиллитов и мергелей

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
K1a-al-K2s	1283	2300	Пески, песчаники Алевролиты Глины	40 30 30	
K1v-g-br	2300	2845	Песчаники Алевролиты Глины	30 30 40	
K1b-v	2845	3500	Песчанки Алевролиты Аргиллиты	40 30 30	

Таблица 3 - Геокриологическая характеристика по разрезу скважины

Система (свита)	Интервал, м		Тип ММП (О-основной, Р- реликтовый)	Льдистость пород, %	Наличие			
	от	до			Избыточной льдистости в виде линз	Таликов	Межмерзлотных напорных вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7		
Четвертичная	0	80	О	25-40	Да	Да	Нет	Нет
Палеогеновая	100	350	Р	10-20	Нет	Нет	Нет	Нет

1.2 Характеристика нефтегазоносности месторождения

Нефтеносность и газоносность по разрезу скважины представлены в таблицах 4-5 соответственно.

Таблица 4 – Нефтеносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность в пласт. усл./пов. усл. г/см ³	Суточный дебит м ³ /сут	Пластовое давление, МПа
	кровля	подошва				
1	2	3	4	5	6	7
БУ ₁₇	3300	3340	поровый	0,705/0,814	10-15	33,6

Таблица 5 – Газоносность по разрезу скважины

Пласт	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность газа относ-но воздуха	Суточный дебит м ³ /сут	Пластовые давления, МПа
	кровля	подошва				
1	2	3	4	5	6	7
ПК ₁	1283	1288	поровый	Г	30-50	12,6

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблицах 6,7 и 8.

Самым часто встречаемым осложнением является ГНВП. Для его предупреждения необходимо придерживаться запроектированных параметров бурового раствора, при подъёме бурильного инструмента следить за заполнением скважины необходимым количеством бурового раствора.

Таблица 6 – Поглощения бурового раствора

Наименование системы	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)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
Палеоген	0	650	До 3	-	Нет	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления.
Меловая	650	1500	До 5	-	Нет	
Меловая	1500	3500	До 5	-	Нет	

Таблица 7 – Осыпи и обвалы стенок скважин

Наименование системы	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее		Время до начала осложнения, сут.	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³		
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичная+ палеогеновая	0	650	Глинистый, пресный	1,10-1,22	3,0	Соответствие плотности и температуры раствора проектным, сокращение времени бурения
Палеогеновая+ меловая	650	1500	Глинистый, пресный	1,16-1,22	2,5	
Меловая	1500	3500	Глинистый, пресный	1,12-1,20	2,0	

Таблица 8 – Нефтегазоводопроявления

Наименование системы (свиты)	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичная+палеогеновая	0	650	вода	Растепление пород в зоне ММП	Разбавление бурового раствора	Соответствие плотности и температуры раствора проектным
Меловая (тибейсапинская-кузнецовская свиты)	650	1283	вода	Возникновение депрессии на пласт	Разбавление бурового раствора	Соответствие плотности раствора проектной, соблюдение режима промывки, заполнение скважины при подъеме бурильного инструменты расчётным количеством бурового раствора
Меловая (покурская)	1283	1500	газ, вода	- // -	ГВП, выбросы раствора	- // -
Меловая (покурская-тангал.-сортымская свиты)	1500	3300	вода	- // -	Разбавление бурового раствора	- // -
Меловая (сортымская свиты)	3300	3500	Нефть, вода	- // -	НВП, выбросы раствора	- // -

2. Техническая часть

2.1. Обоснование и расчёт профиля скважины

Согласно техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 100 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта 1000 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 60 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

В соответствии с техническим заданием, максимальный зенитный угол должен составлять не более 60°. Руководствуясь этим, выбираем S-образный профиль скважины.

Результаты проектирования представлены в таблице Б.1 приложения Б. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке 1.

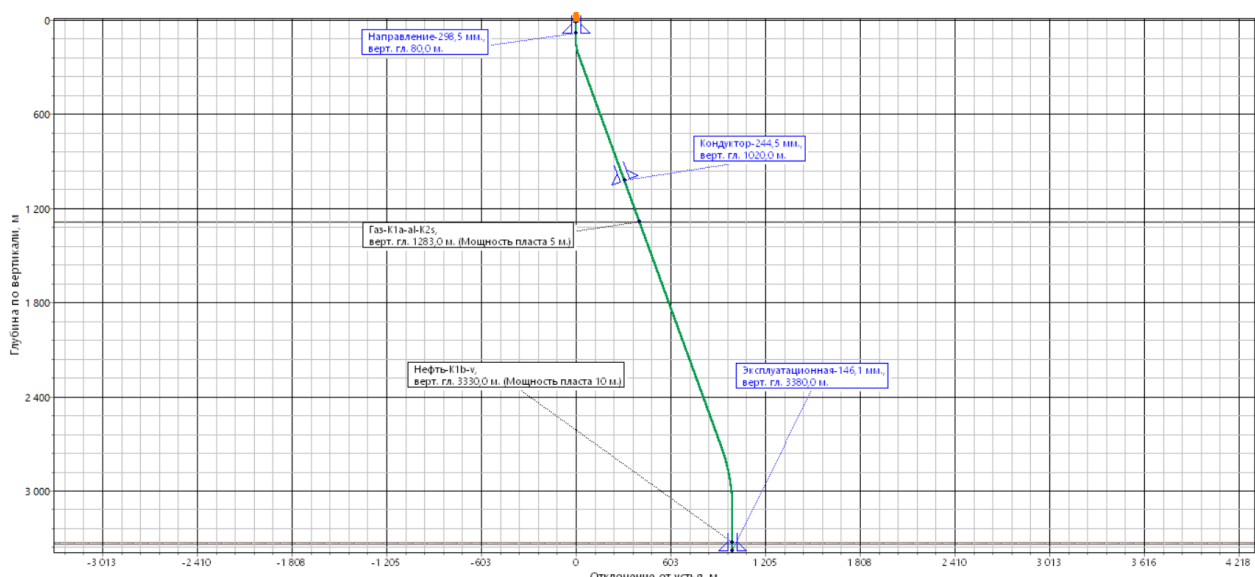
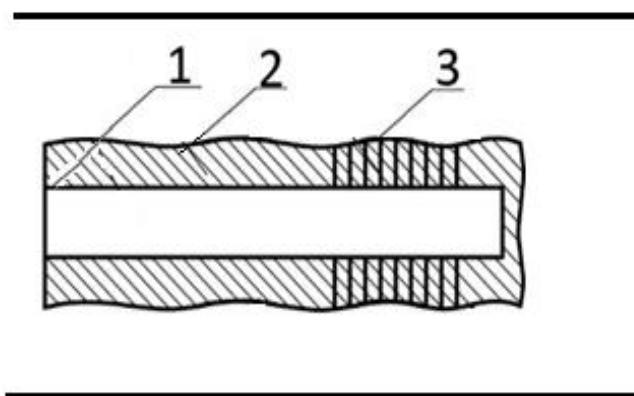


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как интервал продуктивного пласта сложен слабосцементированным горными породами, проектируем закрытый вид забоя. Схема закрытого забоя представлена на рисунке 2.



1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – перфорационное отверстие

Рисунок 2 – Конструкция закрытого забоя

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 3.

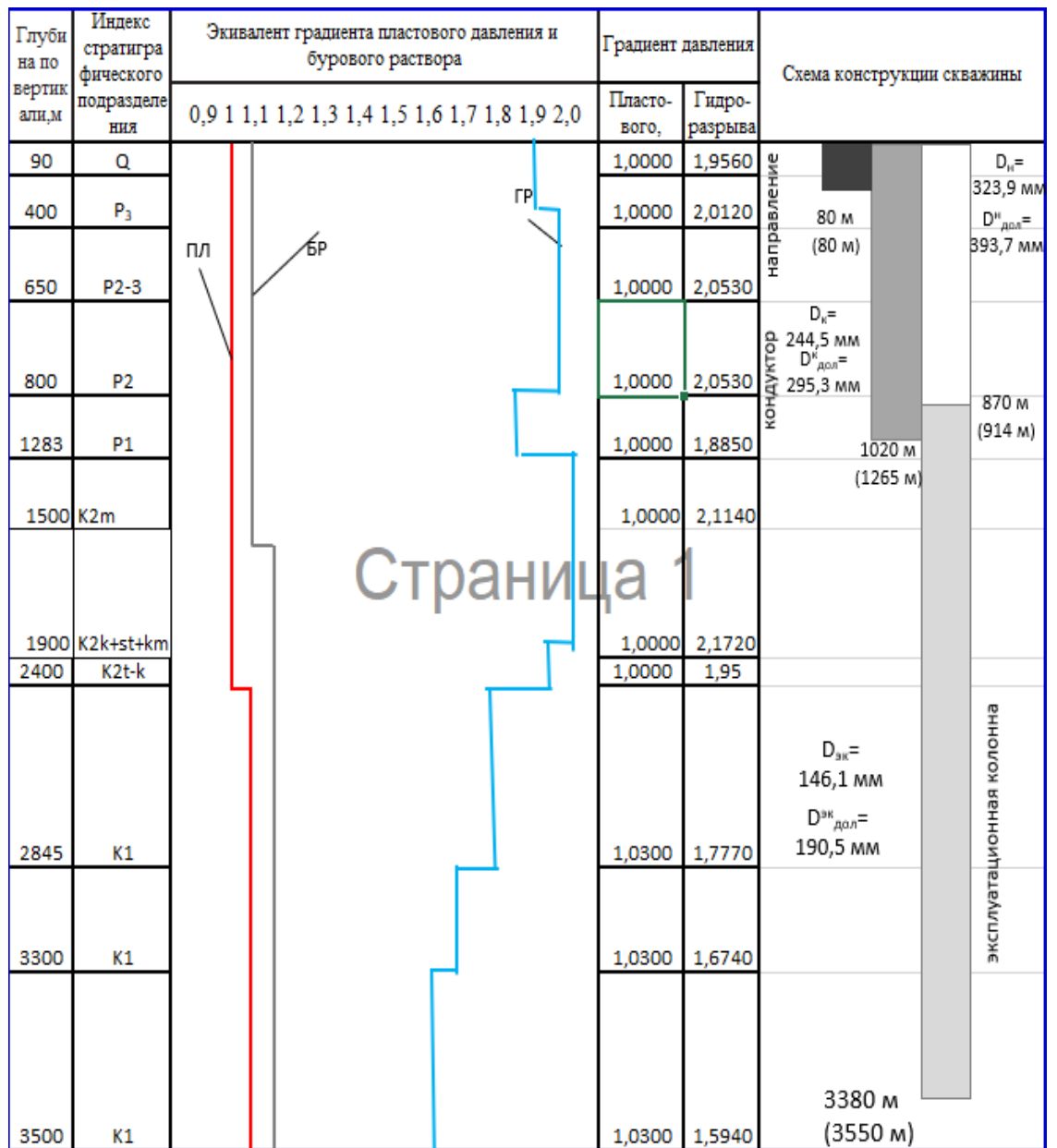


Рисунок 3 – Совмещённый график давлений и схема конструкции скважины

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

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в данной скважине 70 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 80 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. Исходя из расчетов и для перекрытия интервалов возможных осложнений было принято решение спускать кондуктор на 1020 м.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 40 м. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 3380 м.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2]:

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-80 м и 0-1073м соответственно;
- техническая и эксплуатационная колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м. – 914-3550 м.

2.2.5. Расчёт диаметров скважины и обсадных колонн

Результаты расчёта глубин спуска обсадных колонн представлены в таблице 9

Таблица 9 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м		Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	запроектирована по вертикали	Запроектирована по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	80	80	0-80	0-80	323,9	393,7
Кондуктор	1020	1265	0-1020	0-1265	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	3380	3550	870-3380	914-3550	146,1	190,5

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (1)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%);

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле:

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, Мпа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Таблица 10 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Пласт	К1а-а1- К2с
Пластовое давление в кровле ПП, МПА	25,1
Глубина залегания кровли ПП, м	1283
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, Мпа	20,87
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, Мпа	22,96
Давление опрессовки колонны, Мпа	25,25

Таблица 11 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Пласт	К1b-в
Пластовое давление в кровле ПП, МПА	34,30
Глубина залегания кровли ПП, м	3330
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, Мпа	11,27
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, Мпа	25,90
Давление опрессовки колонны, Мпа	28,49

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки колонн: ОКК1-35-146x245 К1 ХЛ.

Примем схему ОП5-280/80x35с рабочим давлением 35 Мпа, условным диаметром прохода 280 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3. Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1. Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается способ бурения с использованием ротора, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Данный способ предпочтителен для бурения верхних интервалов скважины с вертикальным профилем скважины, где нет интервалов для отбора керна и желательны высокие показатели механической скорости проходки.

Под кондуктор выбирается совмещенный способ бурения с применением ротора вместе с ВЗД (винтовой забойный двигатель), чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Наличие ВЗД в компоновке позволит набрать необходимый зенитный угол в интервале набора угла и поддерживать неизменным зенитный угол в интервале стабилизации.

Под эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением ВЗД, так как в этом интервале необходимо сохранение зенитного угла, а потом и его падение. Выбранные способы бурения по интервалам представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	80	Ротор
80	1020	Ротор + ВЗД

1020	3380	ВЗД
------	------	-----

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойства горных пород по разрезу скважины, степени абразивности и твердости горной породы, для строительства проектируемой скважины выбраны следующие типы породоразрушающего инструмента:

Трехшарошечное долото для интервала бурения под направление, которые позволят обеспечить высокую скорость проходки в мягких породах, а также устойчивость долота при бурении строго вертикальных участков;

PDC долота для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения наклонно-направленной скважины. Характеристики долот приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–80	80–1020	1020-3380
Шифр долота		Волгабурмаш GRD111	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	190,5 FD713MH
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	190,5
Тип горных пород		М	МС	С+Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3 152	3-117
	API	7 5/8	6 5/8	7 ½
Длина, м		0,40	0,5	0,2
Масса, кг		180	90	20
G, тс	Рекомендуемая	2–10	2–10	2-10
	Максимальная	10	10	12

Продолжение таблицы 13

n, об/мин	Рекомендуемая	80-400	60–400	80-220
	Максимальная	400	400	220

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.

1. Для бурения интервала под направление 0–80 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 80–1020 м с 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.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 1020–3380 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними и твёрдыми горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики наддолотных калибраторов по интервалам бурения

Интервал	0-80	80–1020	1020–3380
Шифр калибратора	ЦЛС-393,7МС-В	КЛС 295,3	КП 189 СТ
Тип калибратора	Со спиральными лопастями	Со спиральными лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм	393,7	295,3	189
Тип горных пород	МС	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н163/М152	М152/М152
	API	-	-
Длина, м	1,2	0,9	0,4
Масса, кг	200	190	58

2.3.3. Расчёт осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
2. Расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик долот;
3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной:

$$G_{доп} = 0,8 \cdot G_{пред} \quad (5)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 15.

Таблица – 15 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0-80	80-1020	1020-3380
Исходные данные			
Д _д , см	39,37	29,53	19,05
G _{пред} , Т	40	18	12
Результаты проектирования			
G _{доп} , Т	32	14,4	9,6
G _{проект} , Т	3	8	8

где: D_{∂} – диаметр долота, см;

$G_{пред}$, $G_{доп}$, $G_{проект}$ – предельная, допустимая и проектная осевая нагрузка соответственно, т.

2.3.4. Расчёт частоты вращения долота

Для всех типов долот производится расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет ведется по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_{\partial}}, \quad (5)$$

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

D_{∂} – диаметр долота, м.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве. Результаты представлены в таблице 16.

Таблица – 16 Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-80	80-1020	1020-3380	
Исходные данные				
V_l , м/с	3,4	2	2	
D_{∂}	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	290,5
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин	165	129	200	
$n_{стат}$, об/мин	40-60	100-180	140-200	
$n_{проект}$, об/мин	60	130	170	

2.3.5. Расчёт необходимого количества бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (6)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя;

$S_{заб}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (7)$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле:

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (8)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

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

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бм}^2), \quad (9)$$

где $d_{бм}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (10)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле:

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (11)$$

где $V_{КП min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.

Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (12)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{нmax}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Расход бурового раствора

Интервал	0-80	80-1020	1020-3380
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,65	0,6	0,4
K_k	1,3	1,25	1,2
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,135
V_m , м/ч	40	30	15
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0206	0,0175	0,0119
n	3	5	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,1	1,1	1,1
ρ_n , г/см ³	2,0	2,2	2,35
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	41	21
Q_2 , л/с	72	42	23
Q_3 , л/с	55	28	26
Q_4 , л/с	36	52	35
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	36-79	28-52	21-35
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}$, л/с	70	50	35

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{зд}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{д}. \quad (13)$$

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на

преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (14)$$

где M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н·м;

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_\delta \quad (15)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_\delta, \quad (16)$$

где Q – расчетный коэффициент (принимается 1,5), Н·м/кН.

В таблице 18 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 18 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-80	80-1020	1020-3380
Исходные данные				
D_δ	м	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	393,7	295,3	190,5

Продолжение таблицы 18

$G_{ос}$, кН		30	80	80
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		-	236	172
M_p , Н*м		-	3108	2015
M_o , Н*м		-	148	95
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	24

Для интервала бурения 80–1020 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.7.34 IDT который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-172.9.23 IDT, который обеспечивает высокий

рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240.7.34 IDT	80-1073	240	7,5	2150	30-50	80-144	12	56-136
Д-172.9.23 IDT	1020-3551	172	10	1500	25-35	108-150	7	50-80

2.3.7. Проектирование и расчёт компоновок бурильной колонны

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

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Б.2 приложения Б.

Для определения коэффициента запаса прочности в клиновом захвате используется табличное значение Q_{TK} с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (17)$$

где $Q_{КНБК}$ и $Q_{Б.Т.}$ – масса КНБК и бурильной колонны соответственно.

В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Результаты расчета бурильных колонн на прочность

Интервал, м Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-80 Бурение КНБК №1	Долото	393,7					0,4		0,157	0,157			
	Калибратор	393,7	90,0				1,2		0,200	0,450			
	УБТ	203,0	80,0		Д		12	0,2150	2,580	3,123			
	БТ	127,0	108,6	9,2	е	ЗП-162-92	64,81	0,0312	2,023	5,236	2,11	>10	9,59
Кондуктор													
80-1073 Бурение КНБК №2	Долото	295,3					0,5		0,090	0,090			
	Калибратор	295,3	185,0				0,9		0,190	0,280			
	Двигатель	240,0					8,65		2,320	2,706			
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0				0,48		0,105	2,811			
	Клапан обратный переливной	240,0	55,0				0,37		0,105	2,916			
	Калибратор	295,3	185,0				0,9		0,190	3,193			
	УБТ	203,0	80,0				12	0,2150	2,580	5,860			
	УБТ	159,0	71,0				24	0,1770	4,248	10,17			
	БТ	127,0	108,6	9,2	Д	ЗП-162-92	1023	0,0312	31,93	42,16		5,24	

Продолжение таблицы 20

Эксплуатационная колонна													
1073-3551 Бурение КНБК №3	Долото	190,5					0,2		0,022	0,022			
	Калибратор	188,9	70,0				0,4		0,058	0,117			
	Двигатель	172,0					10,74		1,500	1,647			
	Клапан обратный переливной	172,0	55,0				0,84		0,103	1,750			
	Клапан обратный переливной	172,0	78,0				0,51		0,098	1,848			
	УБТ	178,0	71,0				42	0,1770	7,434	9,313			
	БТ	127,0	108,6	9,2	М	ЗП-162-92	3494	0,0319	111,61	120,99		2,53	1,84

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

При бурении интервалов под направление (0-80 м) и кондуктор (80-1020 м) рационально будет применить минерализованный глинистый раствор с минерализацией 10% NaCl, KCl и CaCl₂.

Интервалы под направление и кондуктор сложен мёрзлыми породами, в основном глинами и алевролитами, реже алевролитами льдистости 10-40%. При бурении зон ММП необходимо добиться сохранения теплового баланса системы «скважина-пласт», повышения порога замерзания бурового раствора и минимизации возможных осложнений, что в данном случае обеспечивается применением минерализованного глинистого раствора.

При этом для снижения растепления ММП необходимо обеспечить:

- повышенную вязкость и СНС для предотвращения турбулизации бурового раствора;
- скорость восходящего потока в затрубном пространстве не более 0,15 м/с;
- температуру циркулирующего бурового раствора в пределах 3-6 °С;
- ввод дополнительных реагентов антифризов (например, полигликоли, оксали и т.д.).

Эксплуатационная колонна

Интервал под эксплуатационную колонну сложен в основном глинами, алевролитами, песчаниками, реже аргиллитами. При бурении под эксплуатационную колонну возможны такие осложнения как: осыпи и обвалы стенок скважины, посадки и затяжки бурильного инструмента. Для минимизации вероятности их возникновения на данном интервале будет использован полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии.

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

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L}, \text{ кг / м}^3, \quad (18)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым [2].

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

L – глубина скважины по вертикали, м.

Параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов минерализованного глинистого бурового раствора для бурения интервала 0 – 80 м и 80 – 1020 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,4-0,5
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80-100

Продолжение таблицы 21

Полианионная целлюлоза ПАК П Р	Низковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	8-10
Полианионная целлюлоза ПАК ПЛВ	Высоковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	3-5
Соль NaCl	Соль	Предотвращение растворения солей, замерзания бурового раствора	25
Валдефом КФ	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,2
Мелкофракционный барит	Утяжелитель	Регулирование плотности, кольматация каналов	

Таблица 22 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного (икапсулированного) бурового раствора для бурения интервалов 1020 – 3380 м.

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Детергент КФ	ПАВ	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Вальбио П	Структурообразовател ь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3-0,4

Продолжение таблицы 22

Полианионная целлюлоза ПАК ПЛВ	Высоковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1-1,2
Полианионная целлюлоза ПАК П Р	Низковязкий понижитель фильтрации	Регулятор фильтрации	4-5
Добавка Валиг ПА	Синтетический понижитель фильтрации	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	0,8-1
Смазка Валуб	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	9-10
Мелкофракционный барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	

Таблица 23 - Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
	Минерализованный 0-80 м	Минерализованный 80-1020 м	Полимерный 1020-3380 м
Плотность, г/см ³	1,193	1,172	1,189
СНС ₁ , дПа	24-90	24-90	10-40
СНС ₁₀ , дПа	36-135	36-135	20-60
Условная вязкость, с	25-60	25-60	40-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	3-5	3-5	< 6
рН	8-9	8-9	8-10
Сод. песка, %	< 0,5	< 0,5	< 0,5
ДНС, дПа	40-80	40-80	50-90
ПВ, сПз	10-25	10-25	12-35

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

Расчет гидравлической программы промывки скважин, режим работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 21.1, 21.2, 21.3.

Таблица 24.1– Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	80 0	БУРЕНИЕ	0,5	0,057	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	122,4	679,9
Под кондуктор									
80	10 73	БУРЕНИЕ	0,686	0,073	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	10; 16; 18	93,8	286
Под эксплуатационную колонну									
107 3	35 51	БУРЕНИЕ	1,519	0.122	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	12; 13x2	92,1	174,8

3.

Таблица 24.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	80	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	170	174,6	1	124	35	70
80	1073	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	140	238,5	1	130	25	50
1073	3551	БУРЕНИЕ	УНБТ-750	2	90	130	293,4	1	107	17,5	35

Таблица 24.3– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	80	БУРЕНИЕ	117	97,4	0	9,5	0,2	10
80	1073	БУРЕНИЕ	184	57,1	63,3	50,6	2,8	10
1073	3551	БУРЕНИЕ	229	50,1	54,1	66,4	48,4	10

2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся выбор технологической оснастки обсадных колонн.

2.4.1. Расчёт обсадных колонн на прочность

В качестве продавочной жидкости применяется техническая вода ($\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$).

Согласно РД 39-00147001-767-2000, при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{буф.} = 1030 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{тр обл} = 1400 \text{ кг/м}^2$.

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – $\rho_{н тр} = 1850 \text{ кг/м}^2$.

Таблица 25 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	-	-	0-80	0-80
Кондуктор	-	-	0-1020	0-1020

Эксплуатационная колонна	870-2294	914-2464	2294-3380	2464-3550
--------------------------	----------	----------	-----------	-----------

2.4.1.1. Расчёт наружных избыточных давлений

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

В разные 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 5 и 6 представлены эпюры наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

На рисунке 4 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

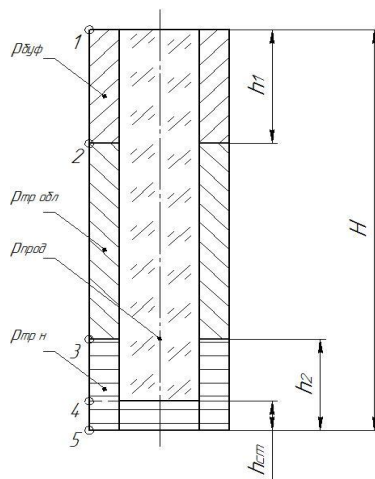


Рисунок 4 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

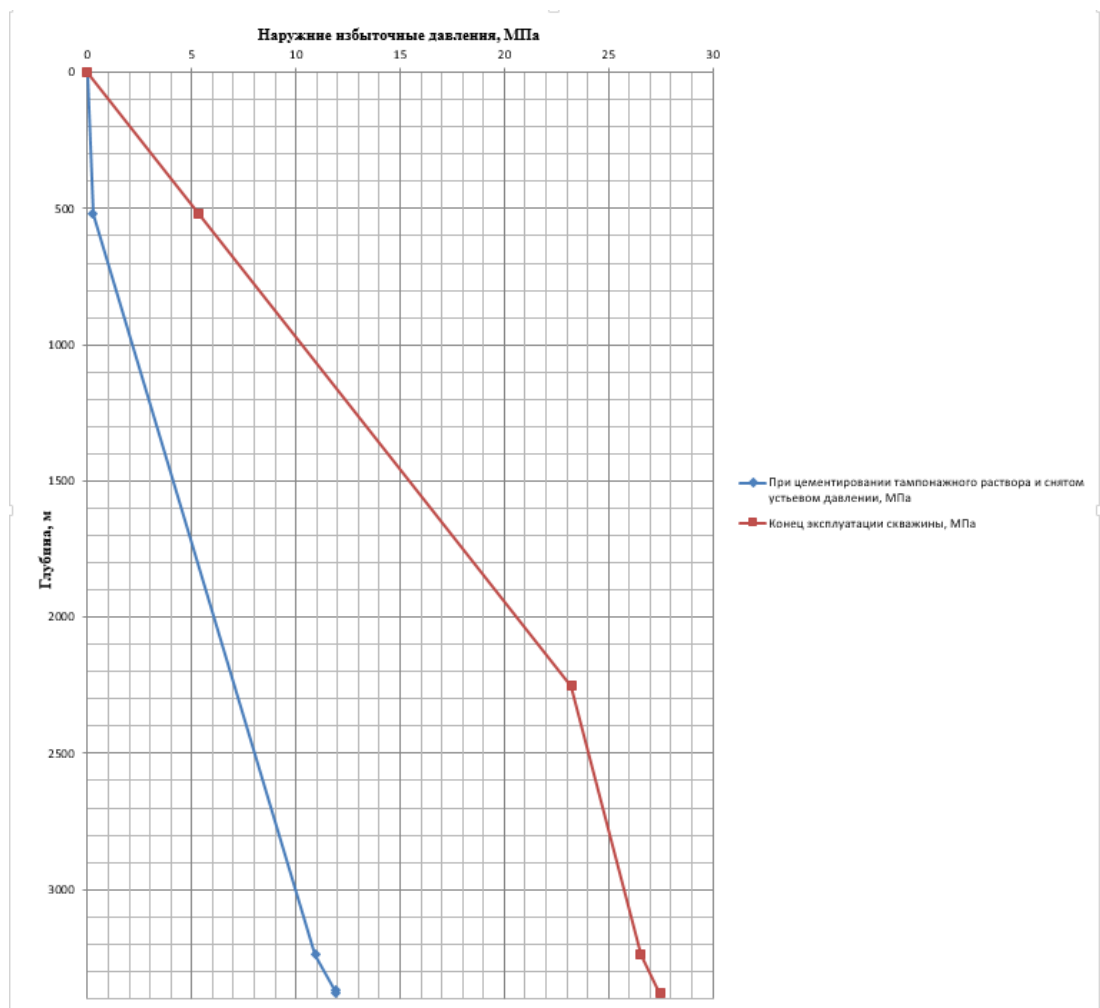


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

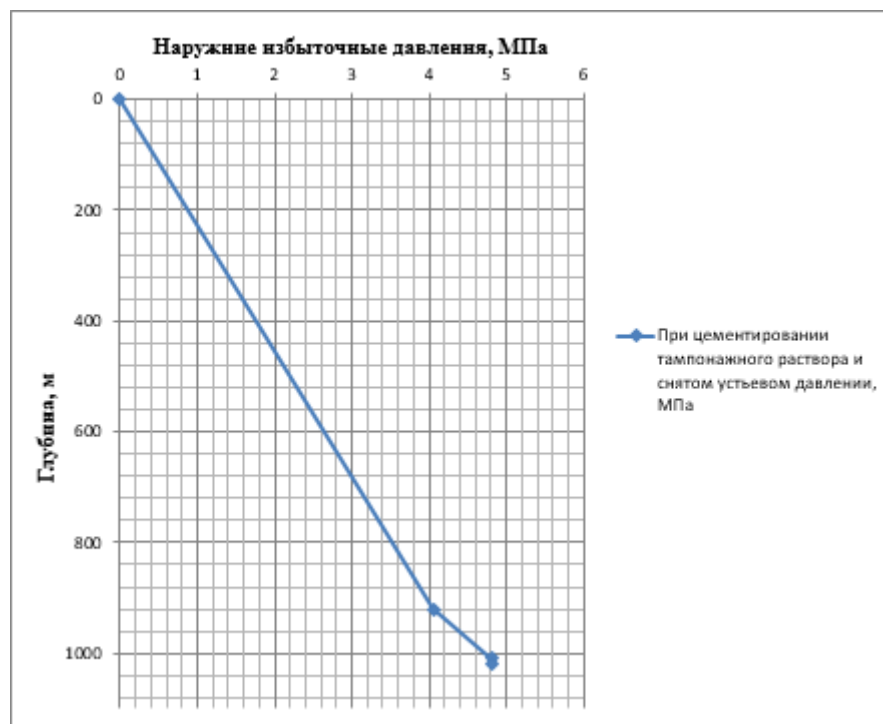


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений, действующих на кондуктор

2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений

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

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений (рис. 9 и 10).

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

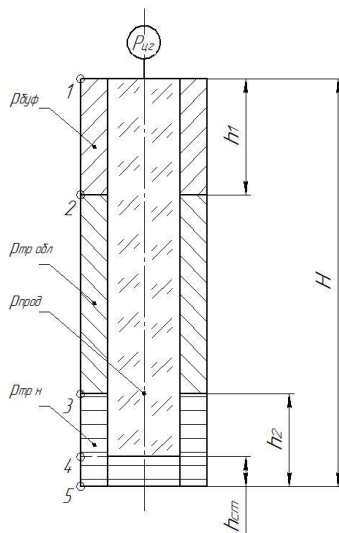


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

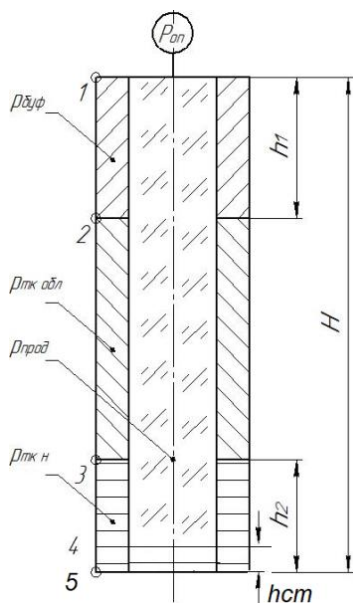


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной КОЛОННЫ

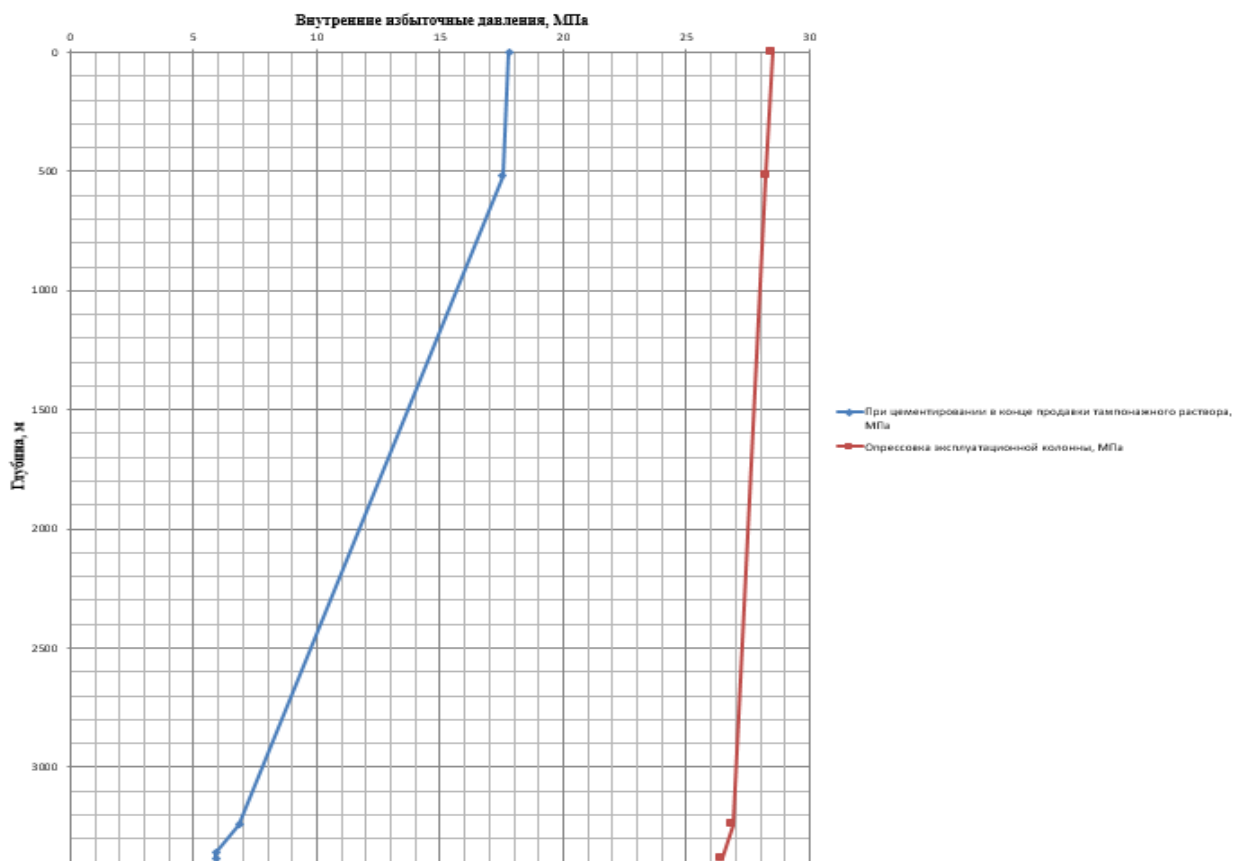


Рисунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на эксплуатационную колонну

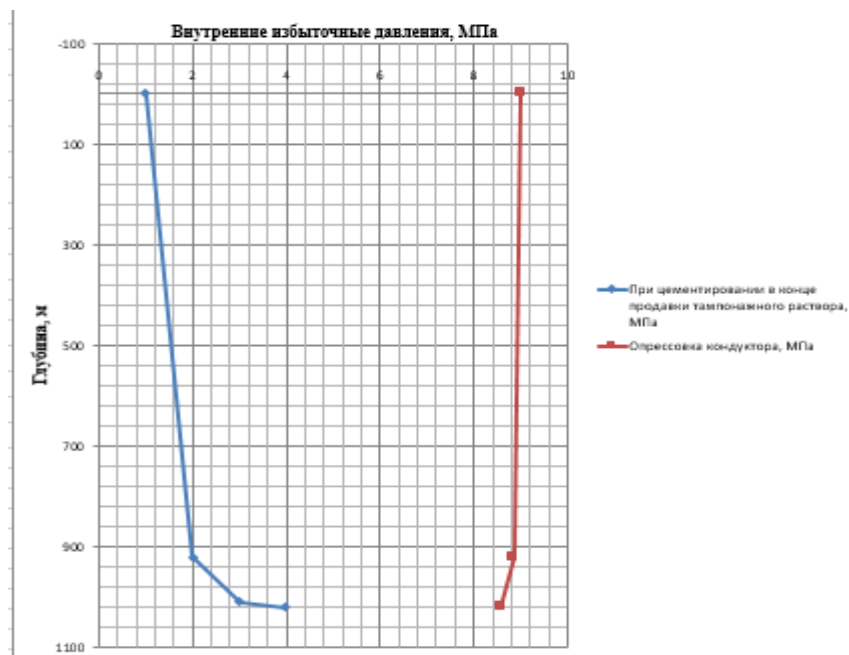


Рисунок 10 – Эпюра внутренних избыточных давлений, действующих на кондуктор

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

При конструировании обсадной колонны по длине, основными условиями, влияющими на выбор группы прочности, толщины стенки и типа соединения являются: недопущение разрыва колонны внутренним избыточным давлением, недопущение смятия колонны наружным давлением, а также недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу 24.

Таблица 24 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	80	67,2	5376	5376	0-80
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1073	47,2	48144	48144	0-1073
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,7	100	35,8	3580	114325	3450-3550
2	ОТТМ	Д	9,5	3450	32,1	110745		0-3450

2.4.1.4. Расчет колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП)

В межколонном пространстве замерзание воды происходит [1]:

- 1) в седиментационных дефектах цементного камня;
- 2) в оставшемся не вытесненном глинистом растворе;

3) в глинистой корке в зазоре между колонной и цементным камнем.

Для обеспечения целостности и герметичности эксплуатационной колонны в зоне многолетнемерзлых пород на весь планируемый период эксплуатации скважины, предлагаемая методика определения прочностных характеристик труб обсадных колонн всех назначений, в основе которой лежит способ управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи при замерзании водосодержащих сред в заколонном и замкнутом межколонном пространствах.

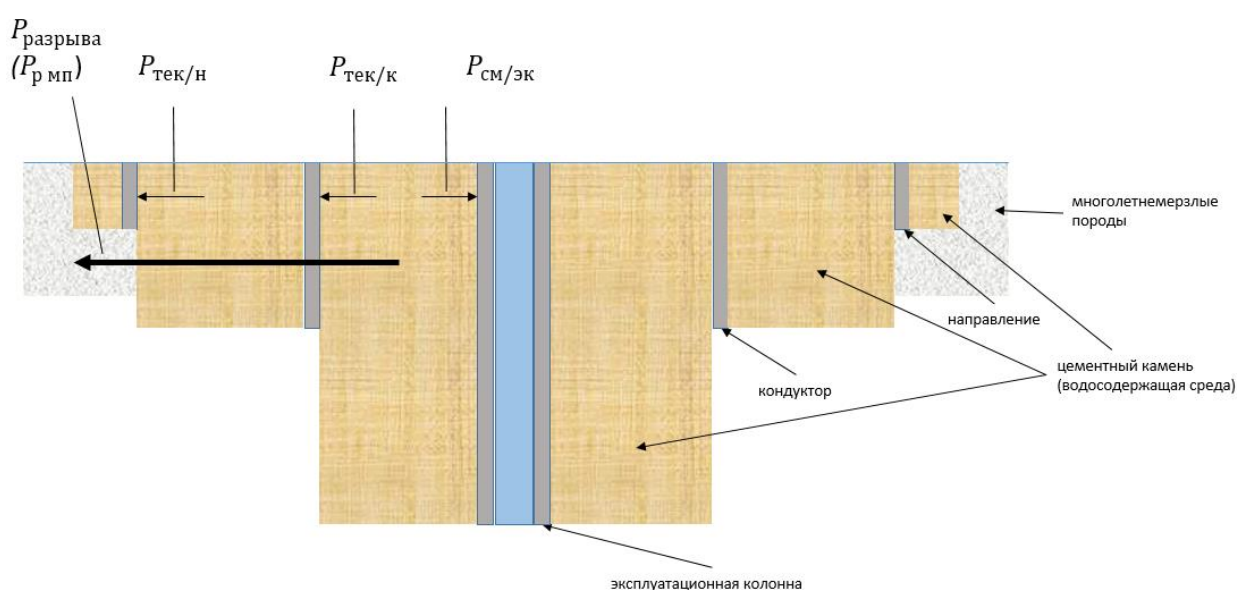


Рисунок 11 – Схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

Согласно РД 00158758-207-99 [1] математически основной принцип управляемой разгрузки избыточного давления промерзания можно записать в следующем виде:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к.} + P_{р мп} \quad (20)$$

где $P_{см/пк}$ – допустимое наружное давление смятия последующей колонны, МПа;

$P_{р мп}$ – давление разрыва мерзлой породы, МПа;

$P_{тек/пр.к.}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы предыдущей колонны достигает предела текучести (в МПа), определяемое по формуле:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к.} + P_{р\ мп} \quad (21)$$

где $K = 0,875$ – коэффициент, учитывающий отклонение толщины стенки обсадной трубы;

$G_{тек}$ – напряжение предела текучести стали, МПа (таблица 1);

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм;

n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Выбор прочностных характеристик обсадных труб предыдущей и последующей колонны осуществляется с учетом условия:

$$P_{см/пк} > P_{тек/пр.к.} \quad (21)$$

где $P_{тек/п.к.}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах последующей колонны достигает предела текучести, МПа.

Обсадные трубы эксплуатационной колонны марки «Д» с толщиной стенки 9,5 мм, для которых давление на смятие составляет 37,1 МПа, из которых состоит секция эксплуатационной колонны 0-3450 м, соответствуют этому условию.

По расчету обсадных колонн на прочность проектируется направление диаметром 323,9 мм толщиной стенки 8,5 мм группы прочности «Д», предел текучести труб для которых составляет:

$$P_{тек/н} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{тек}}{D} = 0,875 \cdot 2 \cdot 8,5 \cdot 387 / 323,9 = 17,78 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $28,91 > 17,78$, то есть условие $P_{тек/к} > P_{тек/н}$ выполняется.

В ходе расчёта обсадных колонн на обратное промерзание установлено, что прочностные характеристики спроектированных колонн соответствуют необходимым минимальным.

2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных труб

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице 24.

Таблица 24 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл мм	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт.
		От по стволу	До по стволу		
1	2	3	4	5	6
Направление, 323,9	БКМ-324	80	80	1	1
	ЦКОДМ-324	70	70	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	20	2	6
		20	70	2	
	ПРП-Ц-324	70	70	1	1
Кондуктор, 244,5	БКМ-245	1073	1073	1	1
	ЦКОДУ-245	1063	1063	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	30	3	40
		30	1043	34	
		1043	1073	3	
ПРП-Ц-245	1063	1063	1	1	
Эксплуатационная колонна, 146,1	БКП-146	3550	3550	1	1
	ЦКОДУ-146	3540	3540	1	1
	ЦПЦ-146/190	0	30	3	119
		30	1000	20	
		1000	1110	11	
		1110	3500	80	
		3500	3550	5	
	ЦТ 146/190	3490	3550	6	6
	ПРП-Ц-Н 129,1	3550	3550	1	1
ПРП-Ц-В-129,1	3540	3540	1	1	

2.4.3. Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.3.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{зр} \quad (21)$$

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

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

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

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (22)$$
$$P_{гс кп} = 24,4445 \text{ МПа.}$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{тр н}$, $\rho_{тр обл}$, h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в практической работе «Расчет наружных и внутренних избыточных давлений».

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (23)$$
$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 3550 = 4,394 \text{ МПа.}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$46,4445 + 4,394 \leq 0,95 \cdot 0,01594 \cdot 3380,$$

$$50,8385 \leq 51,1833.$$

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

2.4.3.2. Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж.} = S_{кп.ос.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (24)$$

где $S_{кп.ос.}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

$V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (0,5–0,8 м/с);

t – время контакта, с (принимается равным 600÷720).

$$S_{кп.ос.} = \pi \cdot (D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) / 4, \quad (25)$$

где $D_{эк\delta}$ – диаметр долота для бурения под эксплуатационную колонну, м;

$D_{экн}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности в открытом стволе скважины, определяемый следующим образом.

Объём тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\delta}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (26)$$

где L_1 – глубина по стволу раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора, м;

$d_{эквн1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

$l_{ст}$ – длина по стволу цементного стакана в обсадной колонне, м.

В данном разделе необходимо рассчитать как общий объем тампонажного раствора, так и объемы раствора нормальной плотности и облегченного.

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости $V_{прод}$ (m^3) выполняется по формуле:

$$V_{прод} = k_{прод} \cdot \pi \cdot (d_{эк\ вн}^2 \cdot L - d_{эк\ вн1}^2 \cdot h_{см}) / 4, \quad (27)$$

где $k_{прод}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет $1,03 \div 1,05$);

$d_{эк\ вн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

2.4.3.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

Учитывая температуры на интервалах цементирования и используемые значения плотности тампонажного раствора нормальной плотности и облегченного, выбираем для цементирования скважины следующие марки цемента:

Для облегченного тампонажного раствора – ПЦТ-III-Об(4-6)-50

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-150

Общая масса сухого тампонажного материала (в тоннах) для приготовления требуемого объема тампонажного раствора определяется по формуле:

$$G_{сух} = (K_u \cdot \rho_{mp} \cdot V_{mp} \cdot 10^{-3}) / (1 + m) \quad (28)$$

Для понижения температуры загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру пластификатор в концентрации $0,41$ кг/ m^3 .

В качестве буферной жидкости будем использовать водный раствор материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ» в пропорции 1 к 4 к объёму буферной жидкости. Расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м³, а «МБП-МВ» – 15 кг/м³.

Результаты расчётов представлены в таблице 25

Таблица 25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	4,203	1,6	1030	1,6	МБП-СМ	112
		6,4		3,2	МБП-МВ	96
Продавочная жидкость	43,85		1000	-	Тех. вода	-
Облегченный тампонажный раствор	51,77		1450	31,28	ПЦТ-III-Об (4-6)-50	45030
					Пластификатор	14,9
Нормальной плотности тампонажный раствор	2,09		1820	1,82	ПЦТ-II-150	2793,2
					Пластификатор	1,5

2.4.3.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

В качестве цементировочного агрегата будем использовать – ЦА-320,

В качестве цементосмесительной машины – УС6-30,

В качестве осреднительной установки – УСО-20

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

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (29)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 1,21 / 13 = 0,214$$

необходима 1 машина УС6-30

Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 35,6336 / 10 = 3,563$$

необходимо 4 машины УС6-30

В таблице 26 представлены результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования.

Таблица 26 – Результаты расчета необходимого количество цементирующего оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	4	1
Эксплуатационная колонна	4	1

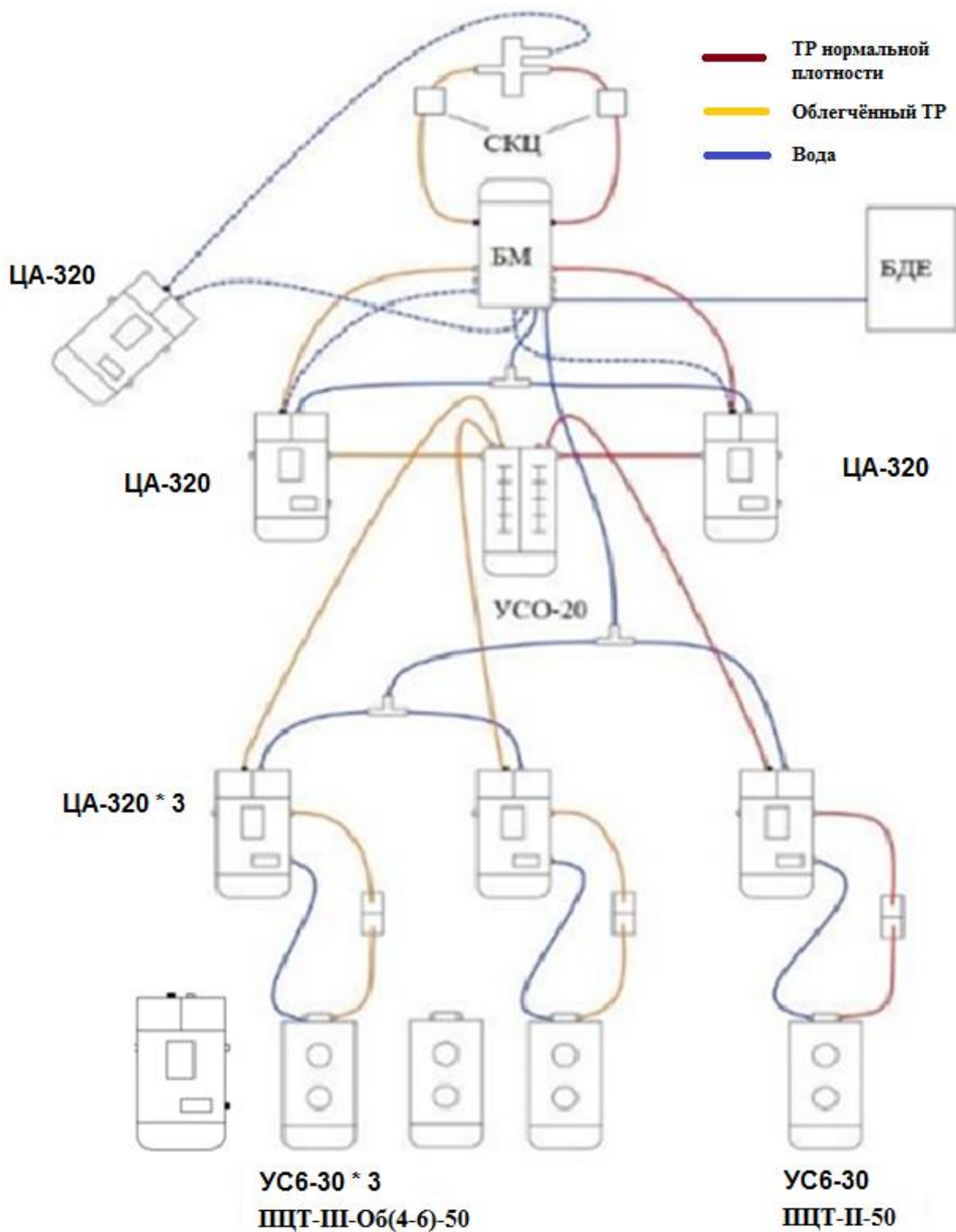


Рисунок 12 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Процессом испытания скважины в обсаженном стволе является комплекс работ, включающий следующие операции: вторичное вскрытие продуктивного пласта, вызов притока нефти или газа из пласта, отбор проб пластового флюида, определение газонефте содержания пласта и основных гидродинамических параметров пласта.

Задачами испытания пластов являются:

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

2.4.4.1. Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.7.1.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1 + k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1102 \text{ кг/м}^3 \quad (30)$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной

жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 31.

$$V_{ж.г.} = 2 * V_{внэж.} = 2(3550 * 0,0129) = 91,59\text{м}^3 \quad (30)$$

2.4.4.2. Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35, так-как в разрезе у нас присутствуют газовые пласты, а также для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1).

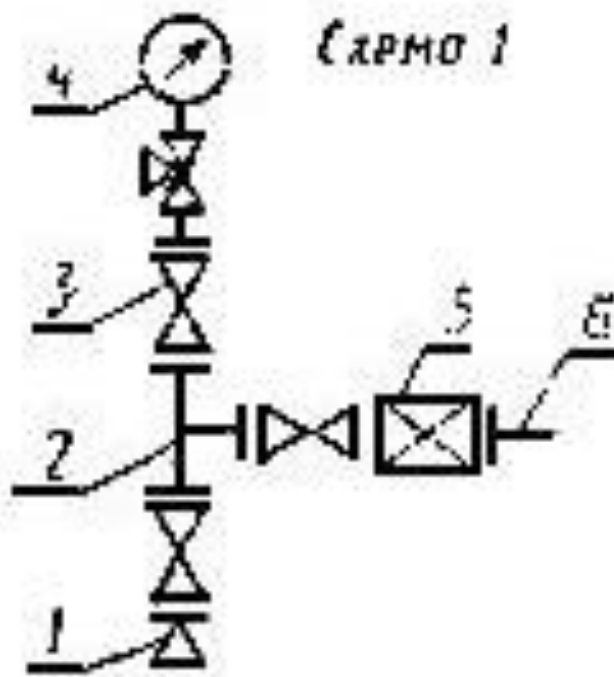


Рисунок 13 – Арматура фонтанная АФ1-80/65x35

2.4.4.3. Выбор типа перфоратора и расчёт количества рейсов

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

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

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

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

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

В таблицу 2.7.1 вносятся технические характеристики перфорационной системы. Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта.

Таблица 27 – Перфорация скважины

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

2.4.4.4. Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИЗ-95/146.

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3900/225 ЭК-БМ. Результаты проектирования и выбора буровой установки представлены в таблице.

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

БУ 3900/225 ЭК-БМ			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	95	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	135 > 95
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	115	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	202,5 > 115
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	150	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	200/118,8 = 1,5 > 1
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	225		

3. Разработка мероприятий по предупреждению осложнений при бурении в зоне ММП

3.1. Актуальность

На территории РФ зона многолетнемерзлых горных пород занимает около 11 млн км², что составляет более 65% от всей территории РФ, из которых 7 млн км² на территории Сибири. По данным Государственного баланса запаса полезных ископаемых на 2016 год запасы нефти составляют около 100 млрд т, текущие разведанные запасы составляют 55%, в основном сосредоточены в центральном и западном районах Сибирской провинции. [1]

При этом основные запасы углеводородов сосредоточены именно в этих районах. При строительстве скважин в зонах с ММП придётся столкнуться со специфическими осложнениями, соответственно при бурении в этих зонах необходим комплекс технико-технологических мероприятий по их предупреждению.[2] Территория распространения вечной мерзлоты в РФ представлена на рисунке 14



Рисунок 14 - Распространение ММП в РФ

3.2. Анализ состава и строения ММП

Многолетнемерзлые горные породы - породы, промёрзшие на значительную глубину и не оттаивающие в течение продолжительного времени - от нескольких десятков лет до многих тысячелетий.

Многолетняя мерзлота может формироваться на суше, под ледниками и на шельфе арктических морей. Температура воздуха и мощность ледника определяют возможность промерзания горных пород (в толще льда температура, как правило, повышается с глубиной на 2-3 °С на каждые 100 м).

Лёд в многолетнемерзлых породах может находиться не только в виде отдельных скоплений или кристаллов, но и в качестве породообразующего цемента. [3]

Наличие льда и отрицательная температура определяют прочность, физические, фильтрационные, теплофизические, электрические и другие свойства пород в области распространения многолетней мерзлоты.

Особенно чувствительны к изменению температуры и количества льда песчано-глинистые породы. В них лед содержится в количестве, нередко значительно превышающем их полную влагоемкость. При оттаивании вода, содержащаяся в породе в избытке, нередко разжижает породу, приводя ее в текучее состояние. Снижение прочности пород вызывает просадки, пльвунные явления, набухание и другие явления. Образование же льда при промерзании вызывает криогенное пучение, расслоение, растрескивание пород и пр.

Песчаные и глинистые горные породы при низких температурах имеют большие прочностные характеристики, чем в намёрзлом состоянии.

Скальные и полускальные породы в откосах карьеров и стенках подземных выработок при больших геотермических градиентах подвергаются интенсивному выветриванию, растрескиванию и осыпанию.

Основными характеристиками ММП, от которых зависит степень осложнения условий строительства скважины, являются:

1) Категория распространения

- Сплошное
- Прерывистое
- Основное

2) Вид криогенной структуры

- Массивная
- Слоистая
- Сетчатая

3) Степень льдистости

Степень льдистости — это основной показатель многолетнемерзлой породы, которая характеризуется фазовым составом и физическим состоянием ее при конкретной температуре и давлении. Льдистость – отношение содержания льда в породе к общему её объёму. [4]

3.3. Анализ возможных осложнений при бурении верхних интервалов

При бурении возможно два основных вида воздействия на многолетнемерзлые породы.

- Физико-химическое
- Тепловое

3.3.1. Физико-химическое воздействие на ММП

Из-за наличия в открытом стволе скважины промывочного бурового раствора, а в ММП - поровой жидкости с определенной степенью минерализации наступает процесс самопроизвольного выравнивания концентраций под действием осмотического давления. В результате этого процесса может происходить разрушение мерзлой породы.

Если буровой раствор будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-либо растворенной соли, то на границе лед - жидкость начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры таяния льда, то есть. начнется процесс его разрушения. А так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда, как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной осыпей, обвалов, образования каверн и шламовых пробок, посадок и затяжек

при спускоподъемных операциях, остановок спускаемых в скважину обсадных колонн, поглощений буровых промывочных и тампонажных растворов. [5]

3.3.2. Тепловое воздействие на ММП

Разрушенные скальные породы и рыхлые осадки, сцементированные льдом, очень чувствительны к изменениям температурного режима. Это делает тепловое воздействие на ММП более существенным и определяет влияние аккумулированного горными породами холода на ствол скважины и протекающие в нём процессы, которые часто являются причинами осложнений и аварий. Буровой раствор, как правило имеющий положительную температуру, расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП. В следствие этого связность частиц породы друг с другом нарушается, а стенка скважины теряет устойчивость и разрушается под действием несбалансированного пластового давления и эрозии движущейся промывочной жидкостью.

Очевидно, что чем выше температура промывочного агента, тем интенсивнее идёт процесс растепления ММП, а следовательно, повышается интенсивность кавернообразования, осыпей и обвалов стенок скважины. [6]

3.3.3. Прочие возможные осложнения при бурении в ММП

Кроме нарушения устойчивости стенок скважины в ММП возможны и другие осложнения. К их числу относятся:

- Низкое качество цементирования
- Провалы приустьевых площадок
- Разрыв и смятие колонн обсадных труб
- Обильное поступление песка

В процессе бурения происходит растепление ММП, что приводит к образованию больших каверн. Это является одной из причин низкого качества цементирования. Тампонажный раствор при движении по затрубному пространству не вытесняет полностью буровой раствор, а движется в виде фазового контакта, напоминающего «язык». В результате часть кольцевого пространства оказывается несцементированным, что в дальнейшем при бурении и эксплуатации скважины может привести к тяжелым последствиям (проседание колонн обсадных труб, заколонные проявления, провалы приустьевых площадок). Кроме того, на контакте ММП и цементного раствора может произойти его замерзание до начала схватывания, а при дальнейшем растеплении – нарушение герметичности колонн. [6]

3.4. Анализ и разработка мероприятий по предупреждению осложнений в ММП

3.4.1. Требования к буровому раствору

Для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП, буровой промывочный агент должен отвечать следующим требованиям:

- Обладать низким показателем фильтрации;

- Содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП;
- Создавать на поверхности льда в ММП плотную непроницаемую пленку;
- Обладать низкой эрозионной способностью;
- Иметь низкую удельную теплоемкость;
- Образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов;
- Быть гидрофобным к поверхности льда. [7]

3.4.2. Типы буровых промывочных агентов

В настоящее время наилучшим способом соблюдения описанных выше рекомендаций является выбор специальных промывочных агентов. Например, в Канаде получены значительные успехи в профилактике кавернообразования, осыпей и обвалов при проходке ММП при использовании в качестве промывочных агентов пены, воздуха, эмульсий и растворов на нефтяной основе. Такого рода промывочные жидкости незначительно отфильтровывают жидкость в поры породы, нейтральны по отношению ко льду и обладают пониженной теплоемкостью.

Наилучшими промывочными агентами с точки зрения предотвращения растепления ММП являются осушенный воздух и пена. Сжатый воздух не может замёрзнуть, не отфильтровывает жидкость в поры мерзлоты и обладает низкой удельной теплоемкостью. Поэтому пена считается наиболее предпочтительным промывочным агентом при бурении в ММП. Необходимые для очистки скважины массовые расходы воздуха обычно в 15-25 раз, а теплоемкость — в 4 раза меньше, чем для промывочной жидкости. Это существенно уменьшает опасность осложнений, связанных с растеплением ММП.

Однако полностью опасность осложнений при использовании сжатого воздуха не снимается. На выходе из компрессора воздух имеет повышенную температуру, около 80 °С, в результате чего может произойти протаивание мерзлоты. Так же имеют место быть специфические осложнения, связанные с выпадением конденсата из воздуха (слипание частиц шлама, образование сальников, замерзание конденсата в соединениях.). Следовательно, необходимо использовать эффективную систему принудительного охлаждения и осушения сжатого воздуха.

Наиболее рациональным решением является охлаждение сжатого воздуха в результате теплообмена с атмосферным. На практике этот способ применяется в холодное время. В летний период охлаждение таким способом менее эффективно, но также полезно. Снижение температуры сжатого воздуха от 80 (на выходе из ресивера компрессора) до 25°С (на выходе из теплообменника) позволяет более чем в три раза снизить внутреннюю энергию воздушного потока. При этом в зимний период может эксплуатироваться только первая ступень охлаждения, достаточная для получения сжатого воздуха с температурой -10°С. В летний период желательно сочетать ее со второй ступенью охлаждения.

Газожидкостные системы, используемые при бурении как промывочные агенты, делятся на аэрированные жидкости, туманы и пены.

Пены — это многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой — газ, который составляет до 99% объема системы. В аэрированных жидкостях концентрация газа значительно ниже, его пузырьки, имеющие специфическую форму, и не контактируют между собой.

Существенные технологические преимущества систем жидкость — газ обусловлены следующими причинами. Наличие газовой фазы способствует снижению в разы гидростатического давления столба промывочного агента, обеспечивая тем самым лучшие условия удаления из скважины шлама. Жидкая фаза, содержащая поверхностно-активные вещества (ПАВ), химические

реагенты (например, гипан), глинопорошок, смазывающие, ингибирующие, противоморозные и прочие добавки, определяет их большую эффективность в осложненных условиях, чем многих других промывочных агентов.

Газожидкостные системы широко применяются при бурении скважин, в том числе из-за снижения затрат энергии, расхода дизельного топлива (до 30%) по сравнению с продувкой скважины сжатым воздухом, а также почти вдвое меньшие эксплуатационные расходы при бурении ММП. Газожидкостные эмульсии (пены) обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока в затрубном пространстве — в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом. Все это в совокупности приводит к значительному снижению сроков строительства скважин. Например, во время бурения в зонах водопритоков и поглощений в северо-западных районах Северной Америки забой очищался воздухом, азрированной жидкостью, и пеной.

В настоящее время для получения пен обычно используется азот. Этот газ инертен, не горюч, его содержание в атмосфере 78%. На буровые азот доставляется в сжиженном виде в специальных ёмкостях. При его вводе в промывочную жидкость образуется пена. Содержание азота в промывочных жидкостях может варьироваться в пределах от 50 до 95% в зависимости от решаемой технологической задачи. [8]

3.5. Анализ и разработка мероприятий по снижению растепления буримых горных пород

3.5.1. Рекомендуемые технологические мероприятия

Для уменьшения глубины протаивания ММП необходимо снижать температуру бурового раствора и время контакта его с породой. Оптимальная с этой точки зрения температура раствора должна быть равна температуре замерзания воды и не превышать $+0-0,5$ С. Снижение температуры в тёплое время года практически невозможно без использования специальных технических средств, а это требует значительных финансовых вложений. Тепловое воздействие на породу возможно снизить при помощи уменьшения внутреннего коэффициента теплоотдачи раствора. Для снижения этого коэффициента необходимо обеспечить ламинарный режим течения жидкости. Это достигается снижением скорости восходящего потока и повышением вязкости бурового раствора. Еще одна причина растепления ММП – попадание фильтрата в породу, в том числе и в мерзлую. Чтобы минимизировать попадание фильтрата в породу, необходимо снизить показатель фильтратоотдачи раствора.

Для уменьшения времени контакта раствора с породой необходимо проведение комплекса организационных мероприятий (повышение механической скорости бурения, уменьшение времени СПО). Для этой же цели используются так называемые удлиненные направления, перекрывающие интервалы неустойчивых ММП сразу же после их вскрытия. Длина этих направлений достигает до 300 м. Башмак их устанавливается в устойчивых глинистых породах. Этот метод хотя и усложняет конструкцию скважины, но существенно уменьшает вероятность кавернообразования. [9]

3.5.2. Использование технологии «Термокейс» для снижения осложнений при бурении в ММП

Термокейс изготавливается из стальных труб разного диаметра по технологии «труба в трубе» с заливкой межтрубного пространства теплоизолирующим материалом — пенополиуретаном (ППУ). В зависимости от типа конструкции термокейс может состоять из одной и более секций. В процессе монтажа секции соединяются. По типу соединения между собой термокейсы изготавливаются в двух вариантах:



Рисунок 15 - Фланцевое соединение

Тип I - Фланцевое соединение

С целью защиты грунта от растепления на глубине до 30 метров (конструкция может состоять от одной до трех секций) используют термокейсы I типа с фланцевыми соединениями.

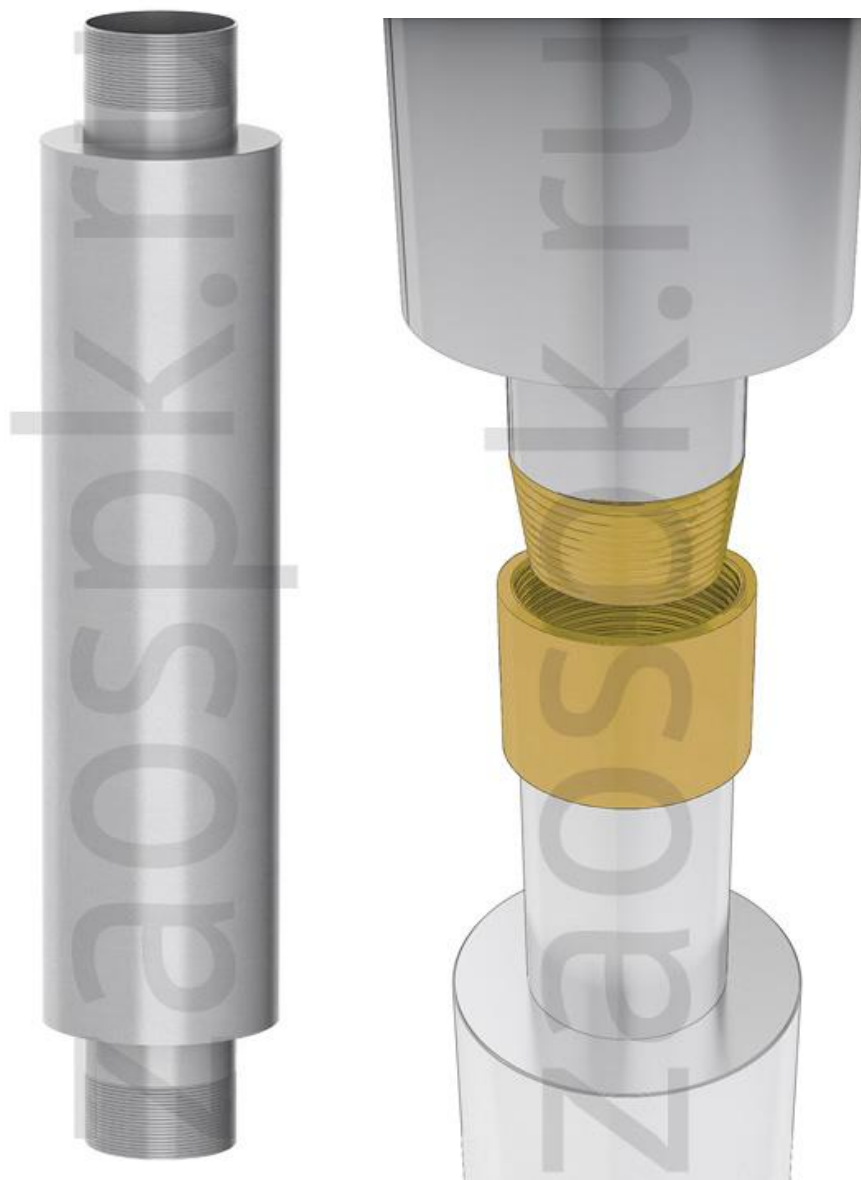


Рисунок 16 - Резьбовое соединение

Тип II - Резьбовое соединение

Однако довольно часто возникает необходимость защиты устья скважины на глубине более 30 м (конструкция может состоять от двух до четырех секций), в таком случае применяются термокейсы II типа с резьбовыми соединениями секций.

3.6. Мероприятия по борьбе с другими негативными влияниями ММП

Для того чтобы минимизировать риски возникновения таких осложнений и аварий, как низкое качество цементирования; провалы приустьевых площадок; разрыв и смятие колонн обсадных труб, необходимо придерживаться определённого комплекса мер

- затворять цемент при повышенной температуре воды;
- повысить температуру внутри колонны обсадных труб в период ОЗЦ путем циркуляции нагретой жидкости, или другими методами;
- применять тампонажные смеси, выделяющие при схватывании тепло, достаточное для поддержания необходимой температуры;
- использовать тампонажные смеси, схватывающие при отрицательных температурах.

Неустойчивость приустьевых площадок проявляется в виде провалов вокруг устья скважины и перекоса оснований буровых установок. Провалы вокруг устья связаны с размывом направления или кондуктора и образованием в результате этого каверн большого объёма. Для борьбы с таким кавернообразованием необходимо устанавливать башмаки колонн в глинистых породах и качественно цементировать их. Снизить вероятность размыва направления можно за счет снижения гидравлических потерь в затрубном пространстве. Для этого восходящий поток бурового раствора из кольцевого пространства выводится на уровне дневной поверхности, а подача его в систему очистки осуществляется с помощью специального шламового насоса. [10]

Перекоп оснований буровых происходит в результате значительных нагрузок на грунт. Это приводит к растрескиванию многолетнемерзлых пород. По образовавшимся трещинам начинает циркулировать пластовая вода, происходит растепление грунта, а затем проседание основания. Чтобы

предотвратить проседание необходимо уменьшить удельную нагрузку на грунт путем увеличения площади основания буровой.

Разрыв и смятие колонн обсадных труб происходит при обратном промерзании пород. Производственный опыт показывает, что при температуре ММП до -2°C и наличии двух колонн обсадных труб (кондуктор, эксплуатационная колонна), эти осложнения маловероятны. При более низких температурах необходимо использовать трубы с большей толщиной стенки и более высокой группой прочности материала. [11]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Строительство и эксплуатация нефтяных и газовых скважин в условиях Крайнего Севера связано со специфическими сложностями, характерными только для этих районов. При анализе технологических решений строительства скважины на Сортымскую свиту нефтяного месторождения и обзора проблемы строительства скважин в условиях вечной мерзлоты, а также основных осложнений и методов борьбы с ними, для строительства данной скважины были сформулированы следующие рекомендации:

- Снижать температуру бурового раствора и время его контакта с горной породой
- Использовать в верхних интервалах минерализованного глинистого бурового раствора, с минерализацией 10%
- Применять термоизолированные обсадные трубы для перекрытия интервалов с наибольшей льдистости
- Использовать добавки пластификаторы для понижения температуры затвердевания цемента

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1. Основные направления деятельности предприятия

ЛУКОЙЛ-Коми занимает второе место по объемам добычи нефти среди предприятий Группы «ЛУКОЙЛ». Многотысячный коллектив предприятия занимается геологическим изучением, разведкой, поиском и добычей углеводородного сырья, реализацией нефти и газа, а также транспортировкой и хранением нефти.

Нефтяники ЛУКОЙЛ-Коми ставят перед собой задачу не только эффективно осваивать недра, но и восполнять минерально-сырьевую базу Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Работа строится на современных принципах обеспечения ресурсо- и энергосбережения, промышленной и экологической безопасности, социального партнерства с Республикой Коми и Ненецким автономным округом.

Главный принцип деятельности предприятия — обеспечение прироста запасов как минимум на уровне объема добычи. Нефтяники работают на месторождениях с различными геологическими условиями. Разная глубина залегания, богатый спектр свойств нефти и коллекторов предполагают использование разнообразных подходов к поиску и разработке.

ЛУКОЙЛ-Коми ведет свою деятельность в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на территории Ненецкого автономного округа (НАО) и Республики Коми (РК).

Большая часть нефти добывается в северной и центральной частях РК и на территории Большеземельской тундры в НАО.

В южной части Тимано-Печоры предприятие работает на месторождениях, с которых начиналась история «большой нефти» Тимано-Печоры. Сейчас ряд месторождений находится в поздней стадии разработки, и максимально возможный уровень добычи поддерживается за счет современных технологий. Инновационные подходы дали "вторую жизнь" таким ключевым месторождениям, как Усинское и Ярегское.

4.1.2. Организационная структура предприятия

Как и любая, организационно - управленческая структура, ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» имеет три уровня управления: высший, средний и оперативный. На высшем уровне управления принимаются наиболее общие решения по управлению предприятием и осуществляются функции стратегического планирования, общего контроля и связи с внешними структурами. На среднем уровне решения высшего уровня детализируются, преобразуются в конкретные планы, осуществляется выполнение функций текущего планирования, связи между высшим и низшим уровнями управления, контроля, управления производством и потоками ресурсов. Результатом деятельности работников оперативного уровня является выполнение производственной программы, происходит реализация функций управления основным и вспомогательным производством, оперативного управления и местного контроля.



Рисунок 17 – Организационная структура «ЛУКОЙЛ-Коми»

Во главе компании стоит генеральный директор. Он решает самостоятельно все вопросы деятельности компании. Также он распоряжается в пределах предоставленного ему права имуществом, заключает договора. Издаёт приказы и распоряжения, обязательные к исполнению всеми работниками компании. Директор несет в пределах своих полномочий полную ответственность за деятельность комбината, обеспечение сохранности товарно-материальных ценностей, денежных средств и другого имущества компании.

В подчинении директора находятся заместитель директора по экономике и финансам; заместитель директора по коммерческим вопросам; заместитель директора по персоналу и общим вопросам; главный бухгалтер; главный инженер.

Заместитель директора по экономике и финансам - осуществляет организацию и совершенствование экономической деятельности компании, направленной на повышение производительности труда, эффективности и рентабельности производства и качества выпускаемой продукции, снижение ее себестоимости, обеспечение правильных соотношений темпов роста производительности труда и заработной платы, достижение наибольших результатов при наименьших затратах материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Проводит работу по совершенствованию планирования экономических показателей деятельности компании, достижению высокого уровня их обоснованности, по созданию и улучшению нормативной базы планирования.

Заместитель директора по персоналу и общим вопросам возглавляет работу по обеспечению предприятия кадрами рабочих и служащих требуемых профессий, специальностей и квалификации в соответствии с уровнем и профилем полученной ими подготовки и деловых качеств, принимает трудящихся по вопросам найма, увольнения, перевода, контролирует расстановку и правильность использования работников в подразделениях компании, обеспечивает прием, размещение и расстановку молодых

специалистов и молодых рабочих в соответствии полученной в учебном заведении профессией и специальностью.

Главный бухгалтер осуществляет организацию бухгалтерского учета хозяйственно-финансовой деятельности компании и контроль за экономным использованием материальных, трудовых и финансовых ресурсов. Организует отчет поступающих денежных средств, учет издержек производства и обращения, выполнения работ, а также финансовых, расчетных и кредитных операций.

Также, в подчинении директора стоит главный инженер. Он определяет техническую политику. Обеспечивает постоянное повышение уровня технической подготовки производства, его эффективности и сокращение материальных, финансовых и трудовых затрат на производство продукции, работ, высокое их качество. Обеспечивает эффективность проектных решений, своевременную и качественную подготовку производства, техническую эксплуатацию, ремонт и модернизацию оборудования, достижения высокого уровня качества продукции в процессе ее разработки и производства.

Таким образом, можно сделать вывод, что высшее руководство компании ОАО «ЛУКОЙЛ» имеет линейную структуру управления. Это проявляется в непосредственном подчинении по всем вопросам нижестоящих подразделений вышестоящим.

4.2. Расчёт сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора

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 2.3.8. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (31)$$

где C – расход реагента, $\text{кг}/\text{м}^3$;

M_p – масса реагента, кг .

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

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (32)$$

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 0,2 $\rho_{\text{ж}}$ кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в приложении А.

4.3. Численно-квалификационный состав буровой бригады

Численно – квалификационный состав буровой бригады определен, согласно действующим нормам обслуживания одного бурового станка (буровой установки). Нормы затрат труда буровой бригады определяются в соответствии с действующими едиными нормами времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые, и нормами буровых организаций.

Состав вахты бригады бурения:

- мастер буровой – 2 человека;
- бурильщик 7 разряда – 4 человека;
- бурильщик 6 разряда – 4 человека;
- помощник бурильщика – 8 человек;
- слесарь по обслуживанию бурового оборудования 5 разряда – 2 человека;
- лаборант-коллектор 3-2 разряда – 1 человек.

Основным производственным звеном при проводке скважин является буровая бригада, которая состоит из нескольких вахт.

Численность и квалификационный состав буровой бригады определяется в соответствии с действующими нормами обслуживания одной буровой установки.

Буровой мастер, является квалифицированным специалистом, который руководит процессом сооружения скважины. Буровая бригада, работает круглосуточно и состоит из сменяющих друг друга трех основных и одной дополнительной вахт, которая подменяет основные вахты в выходные и праздничные дни. Состав вахты: бурильщик, 3 (три) помощника бурильщика.

Рабочий график вахты – 8 (восемь) часовая смена, 4 (четыре) дня работы и 2 (два) дня отдыха.

Вахту возглавляет бурильщик, который несет персональную ответственность за выполнение работ, организацию труда и соблюдение противопожарных условий работы.

Должностные обязанности бурильщика предусматривают ведение записей в вахтенном журнале, приемка скважины от бурильщика предыдущей вахты с последующей сдача ее сменяющему бурильщику, а также контроль за ходом приема и сдачи оборудования и инструмента помощниками бурильщика.

Помощники бурильщика выполняют следующие работы, в том числе, под руководством бурильщика:

- подготовка к пуску буровой установки и верховые работы при СПО;
- пуск буровой установки;
- укладка бурильных и обсадных труб, компоновке бурильных труб;
- опрессовка бурильных труб;
- проверка состояния вышки, талевого системы, маршевых лестниц;
- управление работой АСП;
- приготовление, утяжеление и химическая обработка бурового раствора;

- очистка и смазка бурового оборудования, инструмента и контроль за циркуляцией раствора;
- очистка желобной системы, выбросит от выбуренной породы;
- производство мелкого ремонта укрытий, настила и ограждения приемного моста, пола буровой, циркуляционной системы, и других сооружений;
- обслуживание ПВО;
- замер и шаблонирование обсадных труб;
- выполнение заключительных работ и профилактического ремонта бурового оборудования

ВЫВОД

В данном разделе были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия «Лукойл-КОМИ»; структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе геологическим изучением, разведкой, поиском и добычей углеводородного сырья, реализацией нефти и газа, а также транспортировкой и хранением нефти; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

5. Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1. Специальные правовые нормы трудового законодательства

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно статье 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. От 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. Также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение

вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию.

5.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При рассмотрении СанПиН 1964-79 можно выделить несколько основных положений для работы на буровой установке.

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76.

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны

5.2. Производственная безопасность

Данным проектом предусматривается строительство площадки для временного размещения буровой установки и вспомогательных зданий и сооружений при бурении наклонно-направленной эксплуатационной скважины глубиной 3380 м. Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 1 согласно ГОСТ 12.0.003-2015.

Таблица 29 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 31192.1-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
4. Отклонение показателей микроклимата	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

Продолжение таблицы 29

6. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-2017. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ.
7. Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-2018 Пожаровзрывобезопасность вещей и материалов

5.2.1. Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1. Отклонение показателей микроклимата

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

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 30.

Таблица 30 – Климатические нормативы

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

5.2.1.2. Повышенный уровень шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16, эквивалентный уровень звука составляет 80 дБА.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

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

5.2.1.3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте

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

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 31.

Таблица 31 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100

Продолжение таблицы 31

Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.2.1.4. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов

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

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

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица Г.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц.

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение Г.

5.2.1.5. Движущиеся части и механизмы

Регламентируется ГОСТ 12.2.003-91.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикосания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Если функциональное назначение движущихся частей, представляющих опасность, не допускает использование ограждений или других средств, исключающих возможность прикосания работающих к движущимся частям, то конструкция производственного оборудования должна предусматривать сигнализацию, предупреждающую о пуске оборудования, а также использование сигнальных цветов и знаков безопасности.

В непосредственной близости от движущихся частей, находящихся вне поля видимости оператора, должны быть установлены органы управления аварийным остановом (торможением), если в опасной зоне, создаваемой движущимися частями, могут находиться работающие.

5.2.1.6. Локальная вибрация и её воздействие на человека

Использование технологических процессов и механизированного инструмента, вызывающих воздействие локальной вибрации на руки оператора, широко распространено в ряде отраслей промышленности. Эта вибрация может являться следствием вращательного или ударного движения, производимого ручными машинами. Воздействие на руки может иметь место также вследствие вибрации обрабатываемой детали, которую оператор держит в руках, а также при ручном управлении машиной, например, от руля мотоцикла или рулевого колеса автомобиля.

Повышенная локальная вибрация может приводить к нарушениям потоков крови в периферических сосудах рук, неврологических и локомоторных функций кисти и всей руки. По оценкам от 1,7% до 3,6% рабочих развитых стран подвергаются потенциально опасному воздействию локальной вибрации. Термин "синдром локальной вибрации" широко используют для определения нарушений деятельности периферических сосудов, неврологических и мышечно-скелетных повреждений, обусловленных воздействием локальной вибрации. Проявления неврологических или сосудистых нарушений у рабочих, подверженных воздействию такой вибрации, могут носить как индивидуальный, так и групповой характер. В некоторых странах болезни сосудов и суставов, вызванные действием локальной вибрации, причислены к профессиональным заболеваниям с соответствующим возмещением нанесенного здоровью ущерба.

5.3. Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных факторов на персонал

5.3.1. Электробезопасность

Электротравма- травма, вызванная воздействием электрического тока или электрической дуги, а также электромагнитного поля (Согласно ГОСТ Р 52002-2003)

Источник: провода и оборудование под напряжением.

Правила электробезопасности регламентируются ПУЭ. Электроустановки и связанные с ними конструкции должны быть стойкими в отношении воздействия окружающей среды или защищенными от этого воздействия. При опасности возникновения коррозии необходимо предусмотреть дополнительные меры по защите оборудования. Для цифрового и цветового обозначения всех отдельных неизолированных или изолированных проводников необходимо использовать цвета и цифры в соответствии с ГОСТ 12.1.030-8. Оборудование относится к электроустановкам с напряжением до 1 кВ.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

1. Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
2. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
3. Применение предупреждающей сигнализации;
4. Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Заземляющие устройства регламентируются ГОСТ Р 58882-2020 и предназначены для:

- действие релейных защит от замыкания на землю;
- действие защит от перенапряжений;
- отвод в грунт токов молнии;

- отвод рабочих токов (токов несимметрии и т.д.);
- защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- защиту подземного оборудования и коммуникаций от токовых перегрузок;
- стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества

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

5.3.2. Пожаровзрывобезопасность

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

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

1. Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
2. Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
3. Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
4. Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности –П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому

регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

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

5.3.3. Экологическая безопасность

Строительство скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ и сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды, которое может проявляться в загрязнении почв, грунтов, подземных вод, атмосферного воздуха и др.

5.3.4. Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.3.5. Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время

бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор.

5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Сортымскую свиту нефтяного.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен S образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление, совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для кондуктора и эксплуатационной колонны/

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, устойчивые к высоко абразивным горным породам.

Интервалы под направление и кондуктор сложен мёрзлыми породами, в основном глинами и алевролитами, реже алевролитами льдистости 10-40%. При бурении зон ММП необходимо добиться сохранения теплового баланса системы «скважина-пласт», повышения порога замерзания бурового раствора и минимизации возможных осложнений, что в данном случае обеспечивается применением минерализованного глинистого раствора.

При бурении под эксплуатационную колонну возможны такие осложнения как: осыпи и обвалы стенок скважины, посадки и затяжки бурильного инструмента. Для минимизации вероятности их возникновения на данном интервале будет использован полимерный (инкапсулированный) буровой раствор.

Системы инкапсулированных буровых растворов проявляют свои ингибирующие свойства, когда полимер присоединяется к глинам на стенках скважины и препятствует обычным явлениям гидратации и дисперсии.

В специальной части были рассмотрены проблемы бурения скважин в вечной мерзлоте, проведён анализ основных осложнений при бурении в ММП и

выявлены рекомендации, позволяющие минимизировать риск возникновения осложнений и аварий

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение приведена структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин, а также сметная стоимость работ по строительству газовой скважины.

Раздел социальная ответственность содержит основные выкладки по технике безопасности на буровой установке, также в данном разделе рассмотрены основы охраны окружающей среды и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Епихин А.В., Ковалев А.В., Тихонов А.Ю., Башкиров И.А. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению практических работ. Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2019. 75 с.
2. Кудряшов Б.Б., Яковлев А.В. Бурение скважин в мерзлых породах. - М.: Недра, 1983. 286 с.
3. Скоробогатов В.А., Давыдова Е.С., Кананыхина О.Г. Нефтеносность Западно-Сибирской мегапровинции // Вести газовой науки. 2017. №3 (31). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/neftenosnost-zapadno-sibirskoju-megaprovincii> (дата обращения: 10.06.2022).
4. Новиков А. С., Сериков Д. Ю., Гаффанов Р. Ф. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Нефть и газ, 2017. 307 с.
5. Брехунцов А.М. История открытия и освоения месторождений углеводородов в Западной Сибири / А.М. Брехунцов // Нефтегазовая вертикаль. - 2016. - № 6. - С. 17-20.
6. Рязанов В.И., Пахарев А.В. Осложнения при бурении скважин: Курс лекций //Томск: ТПУ, 2016. 116 с.
7. Приказ от 20.10.2022 Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору. N 420 Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила проведения экспертизы промышленной безопасности". URL: <https://docs.cntd.ru/document/573053315>. (дата обращения: 10.06.2022).
8. Мищевич В.И., Сидоров Н.А. Справочник инженера по бурению. В 2-х томах. Изд.: Недра. 1973 – 520 с.
9. Егоров Н. Г. Бурение скважин в сложных геологических условиях – Тула: ИПП «Гриф и К», 2006. 301 с.
10. СНиП II-Б.6-66. Основания и фундаменты зданий и сооружений на вечномёрзлых грунтах. URL:

- https://standartgost.ru/g/%D0%A1%D0%9D%D0%B8%D0%9F_%D0%91.6-66 (дата обращения: 10.06.2022).
11. Осложнения и аварии при строительстве нефтяных и газовых скважин: учеб. Пособие для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки магистратуры «Нефтегазовое дело» / С.В. Каменских [и др.]. Ухта: УГТУ, 2014. 231 с.
 12. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие эргономические требования. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200234> (дата обращения: 10.06.2022).
 13. СанПиН 1964-79. Гигиенические требования к машинам и механизмам, применяемым при разработке рудных, нерудных и россыпных месторождений полезных ископаемых. URL: <https://forumexpertov.ru/samoe-neobhodimoe/sanpinyi.html> (дата обращения: 10.06.2022).
 14. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003913/titles> (дата обращения: 10.06.2022).
 15. СП 2.2.2.1327-03 Гигиенические требования к организации технологических процессов, производственному оборудованию и рабочему инструменту. URL: <https://gostbank.metaltorg.ru/sanpin/38/> (дата обращения: 10.06.2022).
 16. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования. URL: <https://docs.cntd.ru/document/5200329> (дата обращения: 10.06.2022).
 17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. URL: <https://meganorm.ru/Data2/1/4294852/4294852047.htm> (дата обращения: 10.06.2022).

18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003. 263 с. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/40/40016/index.htm> (дата обращения: 10.06.2022).
19. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003608/titles> (дата обращения: 10.06.2022).
20. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. URL: <https://internet-law.ru/gosts/gost/574/> (дата обращения: 10.06.2022).
21. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/54/54873/> (дата обращения: 10.06.2022).
22. ГОСТ 17.2.3.02-78 Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200001355> (дата обращения: 10.06.2022).
23. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200004385> (дата обращения: 10.06.2022).
24. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200020658/titles> (дата обращения: 10.06.2022).

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическое расчленение разреза скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение					Элементы залегания (падения)	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	индекс	система	отдел	ярус	свита	угол, град.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	70	Q	Палеоген	-	-	-	0	1,25-1,2
70	150	P3	Палеоген	Олигоцен	-	алтымская	0	1,2
150	260	P2-3	Палеоген	Эоцен-олигоцен	-	тавдинская	0	1,2
260	480	P2	Палеоген	Эоцен	-	люливорнская	0	1,25-1,15
480	675	P1	Палеоген	Палеоцен	-	талицкая	0	1,15
675	950	K2 m	Меловая	Верхний	Датский-маастрихтский	ганькинская	0-0,5	1,15
950	1235	K2k+st+km	Меловая	Верхний	Коньяк-сантон-кампанский	березовская	0-0,5	1,15
1235	1283	K2t-k	Меловая	Верхний	Турон-нижнеконьякский	кузнецовская	0,5-0,8	1,15-1,05
1283	2300	K1a-al-K2s	Меловая	Верхний-нижний	Апт-альт-сеноманский	покурская	0,5-0,8	1,05

Продолжение таблицы А.1.

2300	2845	K1v-g-br	Меловая	Нижний	Верхневаланжин- готерив-барремский	тангаповская	0,8-1,5	1,05
2845	3500	K1vb-v	Меловая	Нижний	Берриас- валанжинский	сортымская	0,8-1,5	1,05

Таблица А.2 – Механические свойства горных пород по разрезу скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Категория пород по:		
от (верх)	до (низ)	ярус	Краткое описание пород	Твёрдости	Аббразивности	Промыслов. квалификации
1	2	6	8	9		
0	70	Четвертичные отложения	Суглинки, супеси Гравий, песчаники	I-II	II-II	мёрзлые
70	150	Алтымская (палеоген)	Пески Алеврол. глины	II-III	III-IV	мёрзлые
150	260	Тавдинская свита (палеоген)	Глины Пески, алевролиты	II-III	III-IV	мёрзлые
260	480	Люливорнская свита (палеоген)	Глины опокovidн. Глины диатомитовые Диатомиты	II-IV	III, VI	мёрзлые
480	675	Талицкая свита (палеоген)	Пески, Глины	II-IV	III-IV	мягкие, средние
675	950	Ганькинская свита (датский-маастрихтский)	Глины	II-III	III-IV	мягкие, средние
950	1235	Берёзовская свита (коньяк-сантон-кампанский)	Глины, Глины опокovidн., Опоки	II-IV	III-VI	средние
1235	1283	Кузнецовская свита (турон-нижнеконьякский)	Глины	II-III	II-IV	средние
1283	2300	Покурская свита (сеноман)	Пески, песчаники, Алевролиты, Глины	II-VI	III-VII	средние
2300	2845	Тангаловская свита (верхневаланжю - барремский)	Песчаники, Алевролиты, Глины	IV-VII	V-VIII	средние
2845	3500	Сортымская свита (берриас-валанжинский)	Песчанки, Алевролиты, Аргиллиты	IV-VII	V-VIII	редные, твёрдые

Приложение Б

Проектирование профиля и конструкции скважины, процессов углубления и заканчивания скважин

Таблица Б.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины

Тип профиля	S-образный; с вертикальным участком на конце										
Исходные данные											
Глубина скважины по вертикали, м	3380			Интенсивность искривления на участке набора зенитного угла, град/10 м					1,5		
Глубина кровли продуктивного пласта (цели), м	3300			Зенитный угол в конце участка набора угла, град					20		
Отход скважины, м	1000			Зенитный угол в конце участка падения угла, град					0		
Длина первого участка стабилизации, м	100			Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град					0		
Длина третьего участка стабилизации, м	250										
Мощность пласта, м	10										
Длина участка под зумпф, м	40										
Расчётные данные											
№ интервала	Длина по вертикали, м			Отход, м			Зенитный угол, град		Длина по стволу, м		
	От	До	Всего	От	До	Всего	В начале	На конце	От	До	Всего
1	0,00	100,00	100,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,000	0,00	100,00	100,00
2	100,00	230,64	130,64	0,00	23,04	23,04	0,000	20,000	100,00	233,33	133,33
3	230,64	2712,64	1712,64	23,04	926,41	903,37	20,000	20,000	233,33	2874,62	2641,28
4	2712,64	3130,00	417,36	926,41	1000,00	73,59	20,000	0,000	2874,62	3300,58	425,96

Продолжение таблицы Б.1

5	3130,00	3330,00	200,00	1000,00	1000,00	0,00	0,000	0,000	3300,58	3500,58	200,00
6	3330,00	3380,00	50,00	1000,00	1000,00	0,00	0,000	0,000	3500,58	3550,58	50,00

Таблица Б.2 – Компоновка бурильной колонны для бурения секции под направления (0–80 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–80 м)							
1	Волгабурмаш GRD111	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	0,180
2	Переводник M152xM163	0,52	225	100	3-177	Муфта	0,093
					3-163	Муфта	
3	ЦЛС-393,7МС-В	1,2	393,7	89	3-163	Ниппель	0,2
					3-152	Муфта	
4	Переводник M152xH161	0,54	225	100	3-152	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС1-203	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
6	Переводник M161xH163	0,53	225	76	3-161	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-240РС	0,37	240	80	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник M163xH161	0,52	225	76	3-163	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	СБТ ТБПК 127x9 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	1662,0
					3-162	Муфта	
10	Переводник M162xH133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
11	КШЗ-133x35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
12	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.3 – Компоновка бурильной колонны для бурения секции под кондуктор (80–1020 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (80–1020 м)							
1	PDC БИТ 295,3 В 616 УМ.38	0,5	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	КЛС 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Муфта	0,19
					3-152	Муфта	
3	Переводник М171хН152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
4	Д-240.7.34 IDT	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переводник М152хН163	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	
8	КЛС 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
9	Переводник М152хН161	0,521	225	101	3-152	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
10	УБТС1-203	12	203	100	3-161	Ниппель	0,215
					3-161	Муфта	
11	Переводник М161хН147	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.3

12	УБТС2-178(8)	24	178	71	3-147	Ниппель	3,
					3-147	Муфта	
13	Переводник М147хН162	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
14	СБТ ТБПК 127х9 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	21,161
					3-162	Муфта	
15	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
16	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
17	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.4 – Компоновка бурильной колонны для бурения секции под эксплуатационную колонну (1020–3380 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1020-3380 м)							
1	190,5 FD713МН	0,2	190,5	-	3-117	Ниппель	0,02
2	Переводник М117хМ133	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	Калибратор КП 189 СТ	0,40	189	70	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник М117хН133	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	Д-172.9.23 IDT	10	172	-	3-117	Муфта	1,5
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.4

6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-172РС	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
					3-133	Муфта	
8	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	УБТС2-178(8)	42	178	71	3-147	Ниппель	7,434
					3-147	Муфта	
10	Переводник М133хН147	0,52	172	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
11	СБТ ТБПК 127х9 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	82,685
					3-133	Муфта	
12	Переводник М162хН133	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
13	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица Б.5 - Расчёт бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3380	ТБПК 127.0 Х 9,19	127	Е	9,19	3-162	2648	82,7	91,3	1,46	1,53

Таблица Б.6 – Расчёт потребного объёма бурового раствора

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	80	80	393,7	-	1,25	12,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,16$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 6,5$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,3$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 57,2$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 64,2$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
80	1020	940	295,3	304	1,2	83,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,53$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 47,6$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,9$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 128,1$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 181,1$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 152,5$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1020	3380	2360	190,5	225	1,15	117,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,19$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 48,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 11,5$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 240,8$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 300,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 300,8$

Приложение В

Таблица В.1 – Расчёт стоимости и потребного количества химических реагентов

Наименование затрат	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Упаковка, кг	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Общая сумма, тыс. руб.
				Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс. руб.	
NaOH каустическая сода	уп	4,5	25	2	9	5	22,5	6	27	58,5
глинопорошок ПБМБ	уп	1,56	1000	6	9,36	20	31,2	0	0	40,56
Кальцинированная сода	уп	29	25	3	87	9	261	12	348	696
Полианионная целлюлоза ПАК П Р	уп	12,2	25	26	317,2	89	1085,8	14	134,2	1537,2
Полианионная целлюлоза ПАК ПЛВ	уп	9,06	25	13	117,78	45	407,7	59	532,77	1058,25
Соль NaCl	уп	50	1000	2	100	6	300	0	0	400
Валдефом КФ	уп	9,8	25	1	9,8	2	19,6	0	0	29,4
Детергент КФ	уп	2,5	25	0	0	0	0	12	30	30
Барит	уп	15	1000	13	195	37	555	36	540	1290
Вальбио П	уп	55	1000	0	0	0	0	1	55	55
Валиг ПА	уп	8,2	25	0	0	0	0	5	41	41
Смазка Валуб	уп	8,07	25	0	0	0	0	119	960,33	960,33
Итого:		6196,24								