

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения»

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Чё Александр Васильевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Борисов Константин Иванович	Д.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 характера 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>языка на государственный</p> <p>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</p> <p>И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности 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</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	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)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, 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 общинженерные 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 в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		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
		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
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	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

		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
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

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–1 Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при строительстве скважин
			ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин
			ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промышленную теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин
			ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромышленного оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	<p>1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин.</p> <p>2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.</p>	<p>19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин»</p> <p>19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин»</p> <p>19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»</p>	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	<p>И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранящих толщ</p> <p>И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин</p> <p>И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ	И.ПК(У)-8.1 Участствует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР

_____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) Дата (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Чё Александру Васильевичу

Тема работы:

«Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: использование роторно-управляемой системы 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 81 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки
---------------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

	<p>ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.</p> <p>Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 1000 метров</p> <p>6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2300 м</p> <p>7. Глубина спуска комбинированной эксплуатационной колонны: выбрать</p> <p>8. Диаметр комбинированной эксплуатационной колонны: 178/140 мм</p> <p>9. Способ цементирования: манжетное цементирование (ММЦ предусмотреть над кровлей продуктивного пласта)</p> <p>10. Конструкция забоя: не зацементированная колонна 140 мм представленная фильтрами</p> <p>11. Способ освоения скважины (выбрать): ГРП, свабиrowание, струйный насос, компрессирование</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ</p> <p>1.2. Геологические условия бурения</p> <p>1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)</p> <p>1.4. Зоны возможных осложнений</p> <p>1.5. Исследовательские работы</p> <p>2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</p> <p>2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины</p> <p>2.2. Обоснование конструкции скважины</p> <p>2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя</p> <p>2.2.2. Построение совмещенного графика давлений</p> <p>2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска</p> <p>2.2.4. Выбор интервалов цементирования</p> <p>2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн</p> <p>2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины</p> <p>2.3. Углубление скважины</p> <p>2.3.1. Выбор способа бурения</p>

	<p>2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента</p> <p>2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород</p> <p>2.3.4. Расчет частоты вращения долота</p> <p>2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя</p> <p>2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны</p> <p>2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов</p> <p>2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины</p> <p>2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна</p> <p>2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин</p> <p>2.4.1. Расчет обсадных колонн</p> <p>2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений</p> <p>2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений</p> <p>2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине</p> <p>2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины</p> <p>2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн</p> <p>2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов</p> <p>2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей</p> <p>2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины</p> <p>2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования</p> <p>2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси</p> <p>2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн</p> <p>2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин</p> <p>2.5. Выбор буровой установки</p> <p>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ</p>
<p>Перечень графического материала</p>	<p>1. ГТН (геолого-технический наряд)</p> <p>2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кривицына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2 февраля 2022 года
-------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Чё Александр Васильевич		

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 2021 /2022 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:	
------------------------------------------	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1.Общая и геологическая часть	5
	2.Технологическая часть	40
	3.Специальная часть	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	Борисов Константин Иванович	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Чё Александру Васильевичу

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Общая характеристика предприятия	Основные направления деятельности предприятия
2. Схема и описание организационной структуры управления предприятием	Организационная структура управления предприятием
3. Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора	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	Чё Александр Васильевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Чё Александру Васильевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
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 с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: эксплуатационная наклонно-направленная нефтяная скважина с горизонтальным окончанием.</p> <p>Область применения: зона проведения буровых работ</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: лебедка, буровые насосы, буровой инструмент, система трубопроводов, вибросита, гидроциклоны</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение, проведение спуско-подъемных операций, работа на высоте, работа с химическими реагентами</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации) 	<ul style="list-style-type: none"> – Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) – ТК РФ глава 47
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.0.003-2015. – ГОСТ 12.2.049-80 – ГОСТ 12.2.032-78 – СП 2.2.2.1327-03
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Недостаточная освещенность рабочей зоны; – Повышенная запыленность и загазованность; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – вырубка деревьев; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым

	<p>раствором, углеводородами и различными химическими реагентами</p> <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – нарушение температурного режима вод
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.); <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Газонефтеводопроявления (ГНВП)
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Чё Александр Васильевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 134 страницы, 47 таблиц, 13 рисунков, 47 формул, 1 приложение, 22 литературных источника.

Ключевые слова: бурение, проектирование, долото, цементирование, крепление.

Объектом исследования является скважина Тюменский горизонт нефтяного месторождения.

Целью работы является найти технологическое решение для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 4016 метров.

В специальной части проекта рассмотрены различные технологии по ликвидации поглощений.

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 учетом современных достижений в области технологии и техники строительства скважины.

Определения и сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММЦ – муфта манжетного цементирования;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны.

ЗТС – забойно телеметрическая система;

ТБПК – бурильные трубы с приваренными замками;

УМС – универсальный мраморный состав;

МБП-СВ – материал буферный порошкообразный структурированно моющий;

МБП-МВ – материал буферный порошкообразный моющий высокоэффективный;

ЦА – цементировочный агрегат;

УС – установка смесительная;

БДЕ – блок дополнительных емкостей;

БМ – самоходный блок манифольдов;

СКЦ – станция контроля процесса цементирования;

ОКК – обвязка колонная клиньевая;

ОТТМ – обсадные трубы с трапецеидальной резьбой труб и муфт;

БКМ – башмак колонный с бетонной направляющей;

ЦКОД – цементировочный клапан обратный дроссельный;

ЦПЦ – центратор пружинный цельный;

СК – скребки корончатого типа;

ЦТ – центратор-турбулизатор;

ПРП-Ц-Н – Пробка разделительная продавочная цементирующая нижняя;

КШЗ – кран шаровый замковая резьба высаженная;

ВБТ – ведущие бурильные трубы;

ТБТ – толстостенные бурильные трубы;

ФСТПО – фильтр скважинный труба перфорированная открытая.

Оглавление

Введение.....	27
1. Общая и геологическая часть	29
1.1 Геологические условия бурения.....	29
Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями.....	29
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	35
1.3 Зоны возможных осложнений	36
2. Технологическая часть	37
2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	37
2.2. Обоснование конструкции скважины.....	38
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	38
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	39
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	43
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	43
2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины	45
2.3. Углубление скважины.....	47
2.3.1. Выбор способа бурения	47
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	47
2.3.3. Выбор типа калибратора	49
2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	50
2.3.5. Расчет частоты вращения долота	51
2.3.6. Расчет расхода промывочной жидкости.....	52
2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя	54
2.3.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	58
2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины	66
2.3.10. Обоснование типов и компонентов буровых растворов	69
2.3.11. Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения	71
2.3.11.1 Эксплуатационная колонна.....	72
2.3.11.2. Расчет потребного количества химических реагентов	75
2.4. Проектирования процессов заканчивания скважины.....	80
2.4.1. Расчет обсадных колонн	80
2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений.....	81
2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений	86

2.4.3. Конструирование обсадной колонны по длине	91
2.4.4. Расчет процессов цементирования скважины	99
2.4.4.1. Обоснование способа цементирования	99
2.4.4.2. Расчёт объёмов буферной жидкости под кондуктор	100
2.4.4.3. Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного растворов	102
2.4.4.4. Расчёт объёмов буферной жидкости, для эксплуатационной колонны 105	
2.4.4.5. Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	106
3.4.2.6. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	107
2.4.3. Освоение скважины.....	110
2.5. Выбор буровой установки	114
3. Специальная часть исследование современных технологий ликвидации поглощений буровых растворов	116
3.1. Актуальность:	116
3.2. Введение:.....	117
3.3. Ликвидация катастрофических поглощений при бурении	119
3.3.1. Применение наполнителей (кальмотантов)	119
3.3.2. Применение эжекторного насоса	121
3.3.3. Полимерный реагент ПБС	125
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение....	127
4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	127
4.1.1. Основные направления деятельности предприятия	127
4.1.2. Организационная структура предприятия	128
4.2. Расчёт сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора.....	129
5. Социальная ответственность	130
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	130
5.2. Производственная безопасность	131
5.3. Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	132
5.3.1 Повышенные уровни шума и вибрации	132

5.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	133
5.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны.....	133
5.3.4 Движущиеся части и механизмы.....	134
5.3.5 Пожаровзрывоопасность.....	135
5.3.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	136
5.3.7. Экологическая безопасность.....	137
5.3.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	139
Заключение	141
Приложение А	146

Введение

Строительство скважины – это комплекс последовательных работ, содержащий в себе проектирование конструкции скважины, подготовительные работы, бурение, пластоиспытание и освоение.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения, глубиной 4016 м.

В разрезе имеются 3 водоносных и 3 нефтяных горизонта.

В Покурской свите, а также в Четвертичных отложениях по Тавдинскую свиту, Сангопайской по Тюменскую свиты возможно поглощение бурового раствора, в связи со вскрытием трещиноватых известняков.

С Четвертичных отложений по Покурскую свиту, Сангопайской и Тюменскую свиты возможны интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, вызванные нарушением следующих параметров:

- технологии бурения;
- превышением скорости СПО;
- организационными простоями или несоблюдением параметров бурового раствора.

В продуктивных горизонтах возможны ГНВП вызванные снижением гидростатического давления в скважине. Также на протяжении всего разреза присутствуют прихватопасные зоны

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

- 1) анализ горно-геологических условий бурения;
- 2) расчет профиля скважины, по техническому заданию;
- 3) выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения, выбор гидравлической промывки скважины;
- 4) подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептов;
- 5) проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки;

б) выбор буровой установки.

1. Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.

Таблица 1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Интервалы разреза с различными геолого-техническими условиями			Стратиграфическая приуроченность		Коэффициент кавернзности в интервале	Угол залегания пластов
от	до	мощность	название свиты	индекс		
1	2	3	4	5	6	7
0	40	40	Четвертичные отложения	Q	1,5	0
40	90	50	Тургасская свита	P _{3/3}	1,5	0
90	175	85	Новомихайловская свита	P _{3/2}	1,5	0
175	280	102	Атымская свита	P _{3/1} .P _{3/2}	1,5	0
280	450	170	Тавдинская свита	P _{2/3} .P _{3/1}	1,5	0
450	650	200	Люлинворкая свита	P ₂	1,5	0
650	750	100	Талицкая свита	P ₁	1,3	0
750	805	55	Ганькинская свита	K ₂	1,3	0
805	935	130	Березовская свита	K ₂	1,3	0
935	950	15	Кузнецовская свита	K ₂	1,3	0
950	1750	800	Покурская свита	K ₁ .K ₂	1,1	0°30''
1750	1840	90	Алымская свита	K ₁	1,1	0°30''
1840	2035	195	Сангопайская свита	K ₁	1,1	0°30''
2035	2310	275	Усть-Балыкская свита	K ₁	1,1	0°30''
2310	2722	412	Сортымская свита	K ₁	1,1	0°30''
2722	2754	32	Баженовская свита	J ₃	1,1	1°30''
2754	2755	1	Георгиевская свита	J ₃	1,1	1°30''
2755	2815	60	Васюганская свита	J ₃	1,1	1°30''
2815	2850	35	Тюменская свита	J _{1,2}	1,1	до 2°

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Литологическая характеристики разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	Краткое название	Процент в интервале, %
1	2	3	4	5
Q	0	40	глина	70
			песчаник	30
P _{3/3}	40	90	глина	60
			песчаник	35
			алевролит	5
P _{3/2}	90	175	глина	50
			песчаник	32
			уголь	8
			алевролит	10
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	песчаник	75
			уголь	25
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	90
			алевролит	10
P ₂	450	650	глина	100
P ₁	650	750	глина	92
			песчаник	8
K ₂	750	805	глина	78
			известняк	22
K ₂	805	935	глина	100
K ₂	935	950	глина	87
			алевролит	8
			песчаник	5
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	65
			алевролит	17
			песчаник	18
K ₁	1750	1840	аргиллит	60
			песчаник	40
K ₁	1840	2035	песчаник	60
			аргиллит	20
			алевролит	20
K ₁	2035	2310	песчаник	30
			аргиллит	50
			алевролит	20
K ₁	2310	2722	песчаник	50
			аргиллит	25
			алевролит	25
J ₃	2722	2754	аргиллит	80
			глина	20

Продолжение таблицы 2

J ₃	2754	2775	аргиллит	80
			алевролит	5
			песчаник	15
J ₃	2755	2815	песчаник	50
			аргиллит	40
			известняк	10
J ₁₋₂	2815	2850	аргиллит	20
			алевролит	15
			песчаник	60
			уголь	5

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 3, из анализа которой следует, что породы имеют коэффициент кавернозности в максимальном значении 1,5 в интервале 0-1440 м, плотность пород не превышает 2,45 г/см³, у пород слагающих нижнюю часть разреза являются максимально абразивные- X, породы мягкие и средней твердости, пористость от 2 до 30 %. Давление и температура по разрезу скважины представлены в таблице 4.

Таблица 3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения.	Интервал, м.		Краткое название горной породы.	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Трещиноватость	Глинистость, %	Абразивность	Категория пород	
	от	до							По буримости	Породы промышленной классификации
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Q	0	40	глина	2,0	25-30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,0	10	-	90	IV		
P ₃₃	40	90	глина	2,4	30	-	100	X	I-II	мягкая
			песчаник	2,1	20	-	20	IV		
			алевролит	2,2	30	-	100	X		
P _{3/2}	90	175	глина	2,3	30	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	50	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
P _{3/1} -P _{3/2}	175	280	глина	2,35	25	-	100	IV	I-III	мягкая
			песчаник	2,1	25	-	20	X		
			уголь	1,5	-	-	10	V		
			алевролит	2,3	20	-	20	X		
P _{2/3} -P _{3/1}	280	450	глина	2,35	20	-	100	IV	I-III	мягкая

Продолжение таблицы 3

P ₂	450	650	песчаник	2,1	22	-	20	VIII	I-III	мягкая
			глина	2,3	20	-	100	IV		
P ₁	650	750	глина	2,35	20	-	100	V	I-IV	Мягкая- средняя
			известняк	0,8	2	-	-	X		
K ₂	750	805	глина	2,25	16	-	100	IV	I-IV	Мягкая
K ₂	805	935	песчаник	2,2	22	-	30	III	I-IV	Мягкая
			глина	2,3	17	-	100	VI		
			алевролит	2,3	20	-	10	X		
K ₂	935	950	песчаник	2,2	21	-	10	III	I-IV	Мягкая- средняя
			глина	2,3	16	-	100	VI		
			алевролит	2,2	20	-	20	X		
K ₁ -K ₂	950	1750	глина	2,35	16	-	100	V	I-V	Мягкая- средняя
			песчаник	2,2	32	0,5	2,5	III-VIII		
			алевролит	2,3	20	-	2	IX		
K ₁	1750	1840	песчаник	2,2	22	-	5	X	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	20	VI		
K ₁	1840	2035	песчаник	2,18	25	0,25	7-14	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	20	-	300	VI		
			аргиллит	2,4	16	-	100	IV		

Продолжение таблицы 3

К ₁	2035	2310	песчаник	2,2	22	-	5	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	10	-	30	VI		
			аргиллит	2,4	15	-	100	IV		
К ₁	2310	2722	песчаник	2,2	22	0,15	9-15	III-VIII	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	25	VI		
			аргиллит	2,4	5	-	100	IX		
J ₃	2722	2754	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			глина	2,3	15	-	100	X		
J ₃	2754	2755	аргиллит	2,4	15	-	100	IX	I-V	средняя
			алевролит	2,3	15	-	30	VI		
			песчаник	2,15	17	-	5	III-VIII		
J ₃	2755	2815	песчаник	2,2	20	0,02	5	III-VIII	I-V	средняя
			аргиллит	2,4	15	-	100	X		
			известняк	2,1	2	-	-	V		
J ₁₋₂	2815	2850	песчаник	2,18	17	0,01	6-21	III-VIII	I-V	Средняя
			аргиллит	2,45	10	-	100	IV		
			алевролит	2,45	15	-	30	VI		
			уголь	1,4	-	-	-	V		

Таблица 4 - Прогноз давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подраздела	Прогнозируемый интервал, м		Градиент давлений								Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м		Порового, (кгс/см ²)/м.		Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м		Горного, (кгс/см ²)/м.		
			от	до	От	До	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – P _{2/3}	0	450	0,100	0,100	0,100	0,100	0,16	0,16	0	0,22	13
P _{2/3} - K ₂	450	975	0,100	0,100	0,100	0,100	0,17	0,17	0,23	0,23	44
K ₂ – K ₁	975	1865	0,100	0,100	0,100	0,100	0,18	0,18	0,23	0,23	57
K ₁	1865	1900	0,100	0,100	0,100	0,100	0,19	0,19	0,23	0,23	57
K ₁ - J ₃	1900	2722	0,100	0,100	0,100	0,100	0,19	0,19	0,23	0,23	68
J ₃	2722	2815	0,102	0,102	0,100	0,102	0,20	0,20	0,23	0,23	83
J ₁ - J ₂	2815	2850	0,102	0,102	0,102	0,102	0,20	0,20	0,23	0,23	86

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице 5.

Таблица 5 - Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
K ₁ (AC ₄₋₆)	1852	1900	Поров.	913	-	51	-
K ₁ (BC ₁₀)	2340	2350	Поров.	803	-	49	-
J ₁ – J ₂	2800	2820	Поров.	840	80-90	18	-
Водоносность							
K ₂ -K ₁	950	1750	Поров.	1012	1200-1500	-	Минерализ. – 18 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl ⁻ - 98 %, Na ⁺ - 91%)

Продолжение таблицы 5

K1 (AC4)	1905	1908	Поров.	1004	5	Поддержание пластового давления AC4. Минерализ. – 18,14 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl- - 97,82 %, Na+ - 95,73%)
K1 (BC10)	2355	2360	Поров.	1001	10	Поддержание пластового давления BC10. Минерализ. – 16,9 г/л. Хим. состав (преоб.: Cl- - 98 %, Na+ - 94,13%)

1.3 Зоны возможный осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице

6.

Таблица 6 - Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	От	До		
1	2	3	4	5
Q – P _{2/3}	0	450	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 5 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
Q – P _{2/3}	0	450	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
Q – P _{2/3}	0	450	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама.
P _{2/3} -K ₁	450	1750	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении.
P _{2/3} -J ₁₋₂	450	2850	Прихватоопасность	Отклонение параметров бурового раствора от проектного. Плохая очистка ствола скважины от шлама. Сужение ствола скважины.
K ₂ -K ₁	950	1750	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 7 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.

Продолжение таблицы 6

K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Осыпи и обвалы горных пород	Осыпи и обвалы из-за неустойчивости глинистых пород, возникающие при повышенной водоотдаче бурового раствора и его слабой ингибирующей способности. Длительные простои при бурении
K ₁ -J ₁₋₂	1840	2850	Поглощение бурового раствора	Интенсивность – до 3 м ³ /час, потери циркуляции – нет. Возникает при превышении градиента поглощения вследствие несоблюдения режима бурения и плотности бурового раствора.
K ₁ (AC ₄)	1840	1900	Нефтегазопроявление	Нефтегазопроявление с плотностью флюида 0,913 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
K ₁ (BC ₁₀)	2330	2340	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,803 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.
J ₂₋₁ (ЮС ₂)	2810	2830	Нефтепроявление	Нефтепроявление с плотностью флюида 0,840 г/см ³ . Возникает при снижении противодавления на пласт ниже гидростатического.

2. Технологическая часть

2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Согласно техническому заданию по проектированию профиля, необходимо соблюдать следующие параметры траектории: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 81 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 65 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 1000 метров / 1000 метров.

Проектируется пяти интервальный профиль скважины, данные проектирования представлены в таблице 7. Спроектированный профиль скважины представлен на рисунке 1.

Таблица 7 – Данные по профилю наклонно направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)			в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
0	50	50,00	0	0,000	0,000	0,00	0,00	50,00	50,00
50	121,49	71,49	2,5	0,000	18,18	11,43	11,43	72,70	122,70
121,49	2670,94	2549,45	0	18,18	18,18	848,42	837,11	2683,33	2806,03
2670,94	2800,00	129,06	3,0	18,18	81,000	1000,0	151,58	209,41	3015,44
2800,00	2810,00	10,00	0,705	81,000	90,00	1127,06	127,06	127,59	3143,03
2810,00	2810,00	0,00	0	90,00	90,00	1999,47	872,41	872,41	4015,44

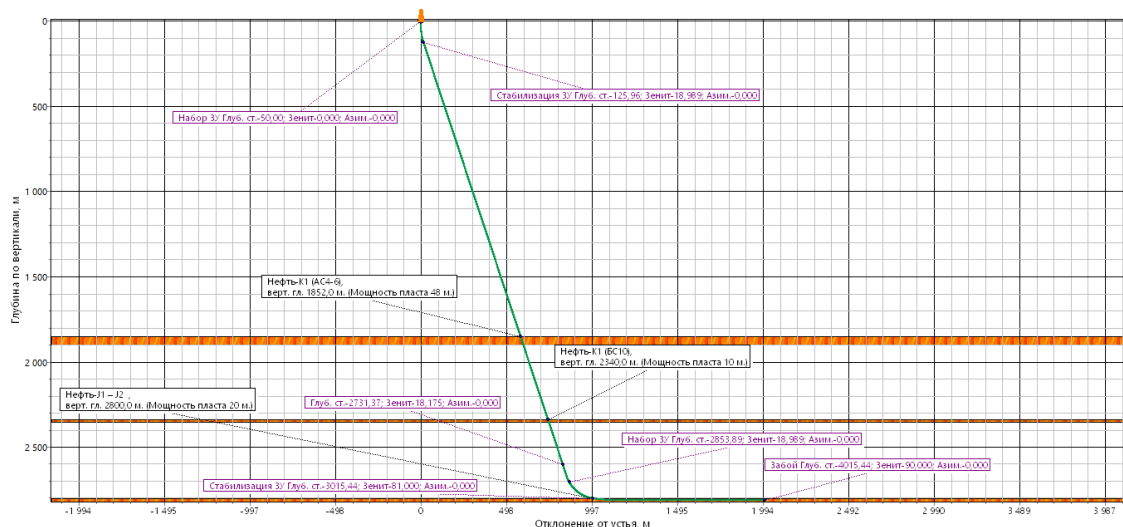


Рисунок 1 – Проектный профиль скважины

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из геологии, типа скважины (эксплуатационная) и технического задания, выбираем тип забоя скважины: не зацементированная колонна 140 мм представленная фильтрами ФСТПО.

Выбираем комбинированную эксплуатационную колонну с диаметром 178/140 мм, предназначенную сократить время строительства скважины.

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Основная цель совмещенного графика давлений – выявить потенциально несовместимые по условию бурения участки. Совмещенных давлений представлен на рисунке 2.

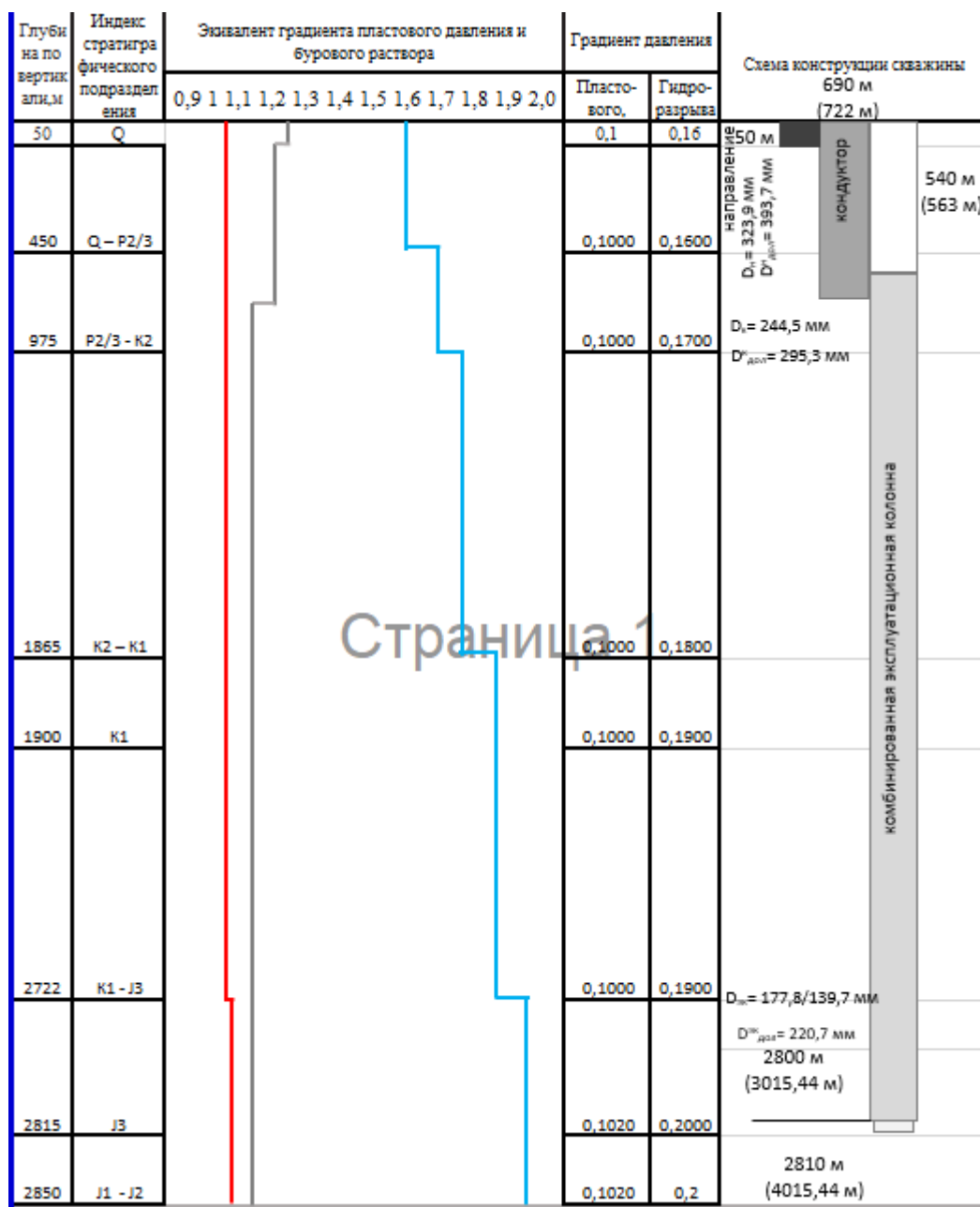


Рисунок 2 - График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика показывает, что несовместимые по условию бурения интервалы 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 на 10 м. Так как в моей скважине 40 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 50 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.

Расчет пластовых давлений по формуле:

$$P_{пл} = L_{кр} \cdot \Gamma_{пл}, \quad (1)$$

Расчет коэффициента запаса по формуле:

$$\sigma = \frac{(\Gamma_{грп} \cdot 10^5 \cdot L_{конд \min} - (\rho_n \cdot g \cdot L_{конд \min}))}{P_{пл} \cdot 10^5 - \rho_n \cdot g \cdot L_{крит}}, \quad (2)$$

где $L_{конд \min}$ выбирается путем подбора значений таким образом, чтобы требуемый запас составлял 1,08-1,1.

По формуле 1 рассчитываем пластовое давление для 3 интервалов:

$$P_{пл1} = 1852 \cdot 0,100 = 185,2 \text{ атм};$$

$$P_{пл2} = 2340 \cdot 0,100 = 234 \text{ атм};$$

$$P_{пл3} = 2800 \cdot 0,102 = 285,6 \text{ атм}.$$

По формуле 2 рассчитываем минимальный кф запаса для 3 интервалов:

$$\sigma_1 = \frac{(0,16 \cdot 10^5 \cdot 300 - (913 \cdot 9,81 \cdot 300))}{185,2 \cdot 10^5 - 913 \cdot 9,81 \cdot 1852} = 1,09;$$

$$\sigma_2 = \frac{(0,17 \cdot 10^5 \cdot 600 - (803 \cdot 9,81 \cdot 600))}{234 \cdot 10^5 - 803 \cdot 9,81 \cdot 2340} = 1,10;$$

$$\sigma_3 = \frac{(0,17 \cdot 10^5 \cdot 690 - (840 \cdot 9,81 \cdot 690))}{285,6 \cdot 10^5 - 840 \cdot 9,81 \cdot 2800} = 1,10.$$

Исходя из расчетов (Таблица 8), было принято решение спускать кондуктор на 690 м (722 м по стволу).

Таблица 8 - Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	K1 (AC4- 6)	K1 (BC10)	J1 – J2	Комментарий
$L_{кр}$	1852	2340	2800	Глубина кровли продуктивного пласта, м
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,1	0,102	Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, кгс/см ² /м или атм/м
$\Gamma_{грп}$	0,16	0,17	0,17	Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине предыдущей колонны, кгс/см ² /м или атм/м
ρ_n	913	803	840	Плотность нефти, кг/м ³
Расчетные значения				
Пластовое давление	185,2	234	285,6	Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм
$L_{конд\ min}$	300	600	690	Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м
Запас	1,09	1,10	1,10	Минимальный запас
Принимаемая глубина	690			

Спуск комбинированной эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2810 м по вертикали и 4016 м по стволу.

2.2.4. Выбор интервалов цементирования

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

- Направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 50 м.
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 722 м.
- Эксплуатационная колонна цементируется манжетным способом с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины до кровли третьего продуктивного пласта. Над кровлей устанавливается ММЦ на глубине 3015 м. Значит интервал цементирования составляет 2443 м.

•

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх.

Комбинированная эксплуатационная колонна

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 177,8/139,7 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 177,8 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 194,5 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 177,8 мм равняется 16,7 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 3:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (3)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 194,5 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 16,7 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 211,2 \text{ мм},$$

Диаметр долота равен 220,7 мм.

Кондуктор

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 4:

$$D_{к\text{ вн}} = D_{эк\text{ д}} + (10 \div 14), \quad (4)$$

где $D_{эк\text{ д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 220,7 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{к\text{ вн}} = 232,7 \text{ мм},$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 3.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{эк\text{ д расч}} \geq 294,9 \text{ мм},$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Направление

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 4:

$$D_{к\text{ вн}} = 307,3 \text{ мм},$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 39 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 3.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{эк\text{ д расч}} \geq 390 \text{ мм},$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Результаты расчетов конструкции скважины 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
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	50	50	50	50	0-50	0-50	323,7	393,7
Кондуктор	690	690	722	722	0-690	0-722	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2810	2810	4016	4016	540-2800	563-3015	177,8/139,7	220,7

2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины

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:

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (5)$$

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

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

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (6)$$

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

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (7)$$

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

ρ_n – плотность нефти, кг/м³;

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

$H_{кр}$ – Глубина залегания кровли продуктивного пласта.

Расчётная часть:

Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, для нефтяной скважины, по формуле 7:

$$P_{му\ 1пл.} = 18,52 - 16,587493 = 1,932507 \text{ МПа};$$

$$P_{му\ 2пл.} = 23,4 - 18,4331862 = 4,9668138 \text{ МПа};$$

$$P_{му\ 3пл.} = 28,56 - 23,073120 = 5,48688 \text{ МПа}.$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 6:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{му},$$

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

$$P_{ГНВП\ 1\ пл.} = 10,29 \text{ МПа};$$

$$P_{ГНВП\ 2\ пл.} = 10,49 \text{ МПа};$$

$$P_{ГНВП\ 3\ пл.} = 10,56 \text{ МПа}.$$

Давления опрессовки определяется по формуле 5:

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

$P_{ГНВП}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

$$P_{оп\ 1\ пл.} = 11,32 \text{ МПа};$$

$$P_{оп\ 2\ пл.} = 11,54 \text{ МПа};$$

$$P_{оп\ 3\ пл.} = 11,62 \text{ МПа}.$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{оп} = 11,62 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

- типа колонной головки (ОКК, ОКО, ОУС);
- допустимого давления (14, 21, 35, 70), МПа;
- диаметров обвязываемых колонн, мм;
- коррозионного исполнения (К1, К2, К3);
- исполнение по морозостойкости (ХЛ).

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-14-140x178x244,5 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-230/80x35.

2.3. Углубление скважины

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 роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей и роторно-управляемой системы, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость, а также задать направление в горизонт.

Таблица 10 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	50	Роторный
50	722	Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
722	3015	Гидравлический забойный двигатель(ВЗД)+ Ротор
3015	4016	Гидравлический забойный двигатель(ВЗД)+ Ротор

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор и

эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0–50	50–722	722–3015	3015–4015
Шифр долота		Ш 393,7 М-ЦГВ	БИТ ВТ 619 УМ	TD-220,7 SVD 613-T1.2	TD-220,7 SVD 613-T1.2
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	220,7
Тип горных пород		М	МС	МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 177	3 152	3 117н	3 117н
	API	7 5/8	6 5/8	-	-
Длина, м		0,40	0,3	0,2	0,2
Масса, кг		180	35	20	20
G, тс	Рекомендуемая	14–28	2–10	2-5	2-5
	Максимальная	40	10	5	5
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	-	-
	Максимальная	600	400	300	300

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

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

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

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

2.3.3. Выбор типа калибратора

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

1. Для бурения интервала под направление 0–50 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

2. Для бурения интервала под кондуктор 50–722 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 комбинированную эксплуатационную колонну 722–3015 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 мягко-средними и средними горными породами.

4. Для бурения интервала под горизонтальный участок комбинированной эксплуатационной колонны 3015-4016 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 горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения

Интервал		0–50	50–722	722–3015	3015–4015
Шифр калибратора		КЛС 390 М	К 295 МС	К 220 С	КП-220 СТК
Тип калибратора		Со спиральными лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями
Диаметр калибратора, мм		390	295	215	215
Тип горных пород		М	МС	МС+С	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133	Н117/М117
	API	-	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,4	0,4
Масса, кг		155	114	58	58

2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 13.

Таблица – 13 Результаты осевой нагрузки на долото

Интервал	0–50	50–722	722–3015	3015–4015
Исходные данные				
Д _д , см	39,37	29,53	22,07	22,07
G _{пред} , Т	40	10	12	12
Результаты проектирования				
G _{доп} , Т	32	8	9,6	9,6
G _{проект} , Т	8	5	9	5

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 8 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Большие значения статистических нагрузок берут для категорий пород М и МС при низких частотах вращения, соответственно средние значения нагрузки выбирают для пород С и СТ при средних частотах вращения. Но так как нижняя часть комбинированной колонны находится под углом менее чем 65° , выбираем осевую нагрузку равной 5 тоннам.

2.3.5. Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 14.

Таблица – 14 Результаты частоты вращения долота

Интервал	0-50	50-722	722-3015	3015-4016
Исходные данные				
$V_{л}, \text{ м/с}$	3,4	2,0	2,0	2,0
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7
Результаты проектирования				
$n_1, \text{ об/мин}$	165	129	173	173
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	40-60	100-180	140-200	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	129	170	170

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-50 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 40-60 об/мин. Для

кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны максимальные статистические нагрузки.

2.3.6. Расчет расхода промывочной жидкости

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

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

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

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (8)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м^2 забоя;
 $S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м^2 , определяется по формуле:

$$S_{\text{заб}} = 0,758 \cdot D_{\text{д}}^2 \quad (9)$$

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

$$Q_2 = \left(V_{\text{кр}} \cdot S_{\text{max}} + \left(\frac{V_{\text{м}}}{3600} \right) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_{\text{n}} - \rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}} \right) \cdot 1000, \quad (10)$$

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

$V_{\text{м}}$ – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_{n} – плотность разбуриваемой породы, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, $\text{г}/\text{см}^3$;

$\rho_{\text{см}}$ – плотность раствора со шламом, $\text{г}/\text{см}^3$;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м^2 . Рассчитывается по формуле:

$$S_{max} = 0,758 \cdot (D_c^2 - d_{от}^2), \quad (11)$$

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

D_c – диаметр скважины, м, определяется по
формуле:

$$D_c = D_d \sqrt{K_K}, \quad (12)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения
прихвата Q_3 :

Минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения
прихвата Q_3 :

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{knmin} \cdot 1000, \quad (13)$$

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

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{нmax} \quad (14)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

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

Расчетная часть для горизонтального участка комбинированной колонны:

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя
скважины осуществляется по формуле 8,9:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,2207^2 = 0,04 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,4 \cdot 0,04 \cdot 1000 = 15 \text{ л/с}$$

Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на
поверхность определяется по формуле 9,11,12:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot (0,25^2 - 0,127^2) = 0,04 \text{ м}^2$$

$$D_c = \sqrt{1,3} \cdot 0,2207 = 0,25 \text{ м}$$

$$Q_2 = \left(0,12 \cdot 0,04 + \left(\frac{25}{3600} \right) \cdot 0,04 \cdot \frac{2,3 - 1,093}{0,02} \right) 1000 = 20 \text{ л/с}$$

Минимальный расход бурового раствора из учета предотвращения
прихвата Q_3 по формуле 13:

$$Q_3 = (0,04 \cdot 1) \cdot 1000 = 37 \text{ л/с}$$

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле 14:

$$Q_4 = 0,785 \cdot 6 \cdot 0,0111 \cdot 0,75 \cdot 1000 = 39 \text{ л/с}$$

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Расход бурового раствора

Интервал	0-50	50-722	722-3015	3015-4016
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
K	0,6	0,6	0,4	0,4
K_k	1,5	1,5	1,3	1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,13	0,12	0,12
V_m , м/ч	40	35	25	25
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127
$d_{нmax}$, м	0,0159	0,0119	0,2207	0,2207
n	3	9	0,4	0,4
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,3	1,3
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,12	0,12
ρ_p , г/см ³	1,22	1,17	25	25
ρ_n , г/см ³	2,14	2,06	0,127	0,127
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04	0,04
S_{max}	0,11	0,06	0,03	0,04
D_c	0,48	0,36	0,25	0,25
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	73	41	6	15
Q_2 , л/с	79	37	1	20
Q_3 , л/с	55	28	0,02	37
Q_4 , л/с	28	63	1,093	39
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	28-79	28-63	15-39	15-39
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	45	63	39	39

2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

$$D_{зд} = (0,8 \dots 0,9) \cdot D_d, \quad (15)$$

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:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (16)$$

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:

$$M_o = 500 \cdot D_d, \quad (17)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{уд} = Q \cdot 1,2 \cdot D_d, \quad (18)$$

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

Расчетная часть для горизонтального участка комбинированной колонны:

Диаметр забойного двигателя находим по формуле 15:

$$D_{зд} = 0,8 \cdot 0,2207 = 177 \text{ мм};$$

Требуемый крутящий момент M_p определяется по формуле 16:

$$M_p = 110 + 28 \cdot 88 = 2581 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле 17:

$$M_o = 500 \cdot 0,2207 = 110 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Удельный момент долота определяется по формуле 18:

$$M_{уд} = 1,5 \cdot 1,2 \cdot 0,2207 = 28 \text{ Н} \cdot \text{м/кН}.$$

Результаты проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-50	50-722	722-3015	3015-4016
Исходные данные					
D _д	м	-	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	-	295,3	220,7	220,7

Продолжение таблицы 16

G _{ос} , кН	-	49	88	88
Q, Н*м/кН	-	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм	-	236	177	177
M _р , Н*м	-	1959	2581	2581
M _о , Н*м	-	148	110	110
M _{уд} , Н*м/кН	-	37	28	28

Для интервала бурения 50–722 м под кондуктор выбирается винтовой забойный двигатель МВР-240Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 722-4016 м под эксплуатационная колонну выбирается винтовой забойный двигатель ДР-178.4.55 IDT, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 50–722 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель МБП-240Т 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 ДР-178.4.55IDT, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении мягко-средних и средних горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм		Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т	50-721	240	8,665	2470	30-75	35-150	16,87	76-286
ДР-178.4.55 IDT	721-3015	178	5,350	1273	18-56	60-210	7,2	35-182
ДР-178.4.55 IDT	3015-4016	176	5,350	1273	18-56	60-210	7,2	35-182

Расход жидкости в винтовых забойных двигателях выбирается исходя из полученных данных.

2.3.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

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:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (19)$$

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

Проверочный расчет бурильных труб по запасу прочности в клиновом захвате:

Табличное значение Q_{TK} для труб 127 мм группы прочности «М» с толщиной стенки 9,2 мм составляет 102 и 107 тс (для клина 300 мм и 400 мм), с учётом коэффициента обхвата $C=0,9$.

$$Q_{TK-300} = 201 \cdot 0,9 = 180,9 \text{ т},$$

$$Q_{TK-400} = 211 \cdot 0,9 = 189,9 \text{ т},$$

Вычисляем коэффициенты запаса прочности по формуле 19:

$$N_{300} = \frac{180,9}{62,315 + 77,947} = 1,29 < 1,15;$$

$$N_{400} = \frac{189,9}{140,44} = 1,35 < 1,15.$$

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захват

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 компоновки бурильной колонны	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	2810	4016	ТБК 127.0 Х 9,19	127	М	9,19	3-162	4017	115,02	140,4	1,29	1,35

Таблица 19.1 – Компоновка буровой колонны для бурения секции под направления (0–50 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 (0–50 м)							
1	Ш 393,7 М-ЦГВ	0,4	393,7	-	3-177	Ниппель	0,163
2	Переводник М171хМ177	0,3	220	101	3-177	Муфта	0,075
					3-171	Муфта	
3	КЛС-390 М	1,6	390	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник М6хН171	0,54	225	73	3-171	Ниппель	0,061
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203х100 Д	36	203	100	3-161	Ниппель	7,704
					3-161	Муфта	
6	Переводник М171хН163	0,53	171	-	3-171	Ниппель	0,090
					3-163	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ 240РС	0,375	240	80	3-171	Ниппель	0,043
					3-171	Муфта	
8	Переводник М171хН147	0,521	171	-	3-171	Ниппель	0,087
					3-162	Муфта	
9	ТБПК 127х9,19 Е	9	127	108	3-162	Ниппель	0,296
					3-162	Муфта	
10	Переводник М147хН162	0,53	225	100	3-162	Ниппель	0,063
					3-147	Муфта	
11	Переводник М133/Н147	0,521	147	-	3-147	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
12	КШЗ-133х35	0,47	155	62	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
13	Переводник М147/Н133	0,521	-	-	3-133	Ниппель	0,067
					3-147	Муфта	
14	ВБТ 140	14	-	82,6	3-147	Ниппель	0,8

Таблица 19.2 – Компоновка бурильной колонны для бурения секции под кондуктор (50–722 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 (50–722 м)							
1	PDC БИТ 295,3 ВТ 619 УМ	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	КЛС 295 МС	0,517	203	120	3-152	Ниппель	0,114
					3-171	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	МБП-240Т	8,665	240	-	3-171	Ниппель	2,470
					3-163	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ-240РС	0,375	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
8	Переводник М152хН163	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-152	Муфта	
9	К 295,3 МС	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
10	Переводник М163хН161	0,521	225	101	3-163	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
11	УБТС2-203х100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
12	Переводник М147хН161	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы 19.2

13	Переводник M133xH147	0,51	172	78	3-147	Муфта	0,031
					3-133	Ниппель	
14	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,920
					3-133	Муфта	
15	Переводник M133xH147	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
15	Переводник M162xH147	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
15	ТБПК 127x9,19 Е	До устья	127	108	3-162	Ниппель	21,056
					3-162	Муфта	
16	Переводник M147xH162	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
17	Переводник M133/H147	0,521	147	-	3-147	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
18	КШЗ-133x35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
19	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица 19.3 – Компоновка буровой колонны для бурения секции под наклонно-направленный участок комбинированной эксплуатационной колонны (722–3015м) по стволу

№	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 (722–3015 м)							
1	TD-220,7 SVD 613-T1.2	0,2	220,7	-	3-117	Ниппель	0,02
2	Переводник M133xM117	0,47	172	-	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы 19.3

3	Калибратор К 220 С	0,386	215,9	-	3-117	Ниппель	0,058
					3-117	Муфта	
4	Переводник М117хН133	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДР-178.4.55 IDT	5,350	178	-	3-117	Муфта	1,273
					3-133	Муфта	
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 М133хН147	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
9	ЗТС-СБТ-178-01	3,030	178	-	3-147	Ниппель	0,315
					3-147	Муфта	
10	Переводник М147хН133	0,51	172	78	3-147	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	
11	Переводник М122хН133	0,484	155	82	3-133	Ниппель	0,0426
					3-122	Муфта	
12	УБТС 165/71 Д	54	165	71	3-122	Ниппель	7,344
					3-122	Муфта	
13	Переводник П М133/Н122	0,484	155	95	3-122	Ниппель	0,0482
					3-133	Муфта	
14	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,920
					3-133	Муфта	
15	Переводник М133хН147	0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
					3-147	Муфта	
16	Переводник М162/Н147	0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
					3-162	Муфта	
17	ТБПК 127х9,19 М	До устья	127	108	3-162	Ниппель	96,490
					3-162	Муфта	

Продолжение таблицы 19.3

18	Переводник М147хН162	0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
					3-147	Муфта	
19	Переводник М133/Н147	0,521	147	-	3-147	Ниппель	0,031
					3-133	Муфта	
20	КШЗ-133х35	0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
					3-133	Муфта	
21	ВБТ 140	14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

Таблица 19.4 – Компоновка бурильной колонны для бурения секции под горизонтальный участок комбинированной эксплуатационной колонны (3015–4016 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 (690–2810 м)							
1	TD-220,7 SVD 613-T1.2	0,2	220,7	-	3-117	Ниппель	0,02
2	Переводник М117хМ117	0,3	200	140	3-117	Муфта	0,015
					3-117	Муфта	
3	Калибратор КП 220 СТК	0,386	215,9	-	3-117	Ниппель	0,058
					3-117	Муфта	
4	Переводник М117хН133	0,46	172	80	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДР-178.4.55 IDT	5,350	178	-	3-117	Муфта	1,273
					3-133	Муфта	
6	Переливной клапан ПК-172РС	0,84	172	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы 19.4

7	Клапан обратный 172РС	КОБ-	0,93	172	55	3-133	Ниппель	0,098
						3-133	Муфта	
8	Переводник М133хН147		0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
						3-147	Муфта	
9	ЗТС-СБТ-178-01		3,030	178	-	3-147	Ниппель	0,315
						3-147	Муфта	
10	Переводник М162хН147		0,53	225	100	3-147	Ниппель	0,063
						3-162	Муфта	
11	ТБПК 127х9,19 М		1130	127	108	3-162	Ниппель	37,106
						3-162	Муфта	
12	Переводник М147хН162		0,53	225	100	3-162	Ниппель	0,063
						3-147	Муфта	
13	Переводник М133хН147		0,51	172	78	3-147	Ниппель	0,031
						3-133	Муфта	
14	ТБТ 168-127-89		500	127	88,9	3-133	Ниппель	24,5
						3-133	Муфта	
15	Переводник М147хН133		0,51	172	78	3-133	Ниппель	0,031
						3-147	Муфта	
16	Переводник М162/Н147		0,53	225	-	3-147	Ниппель	0,063
						3-133	Муфта	
17	ТБПК 127х9,19 М	До устья		127	108	3-162	Ниппель	77,973
						3-162	Муфта	
18	Переводник М147хН162		0,50	225	76	3-162	Ниппель	0,067
						3-147	Муфта	
19	Переводник М133/Н147		0,521	147	-	3-147	Ниппель	0,031
						3-133	Муфта	
20	КШЗ-133х35		0,47	155	72	3-133	Ниппель	0,04
						3-133	Муфта	
21	ВБТ 140		14	-	82,6	3-133	Ниппель	0,8

2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины

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

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

Результаты расчета представлены в таблицах 20.1, 20.2, 20.3.

Таблица 20.1– 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 срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	50	БУРЕНИЕ	0,22	0,043	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	15,9	70,5	3,2
Под кондуктор									
50	722	БУРЕНИЕ	0,74	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	9	11,9	90,4	3,6
Под эксплуатационную колонну									
722	4016	БУРЕНИЕ	1,09	0.104	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	80,8	3,80

Таблица 20.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
от (верх)	до (низ)										
0	50	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	85	180	197,6	0,85	125	39,1	78,2
50	722	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	2	85	170	247,5	0,85	125	34,85	69,7
722	4016	БУРЕНИЕ	УНБ-1180	1	85	160	275,4	0,85	125	30,6	30,6

Таблица 20.3– 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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)		насадках долота	забойном двигателе				
0	50	БУРЕНИЕ	92,9	75,7	0	7,1	0,1	10
50	722	БУРЕНИЕ	186,2	32,4	78,0	59,9	5,8	10
722	4016	БУРЕНИЕ	246,5	41,5	60,4	110,9	23,6	10

2.3.10. Обоснование типов и компонентов буровых растворов

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

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

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора.

В условиях Западной Сибири технология бурение направлений является отработанной. Производство работ по строительству интервала быстрое и может производиться с использованием практически любых типов буровых растворов, включая техническую воду.

При бурении интервала песков четвертичных отложений для предотвращения поглощений и увеличения несущей способности поддерживать значения условной вязкости на уровне 100–120 с.

Учитывая все вышеперечисленное и осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку.

Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяется барит.

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам. Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Для предупреждения осыпей и обвалов необходимо химически обработать буровой раствор для достижения минимальной водоотдачи и максимально возможно высокой плотности - утяжелителем - барит.

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований предусматривается использовать смазочную добавку Mud expert.

Эксплуатационная колонна

При бурении под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и нефтегазоводопроявлений, осыпи и обвалы, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты, а также сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта. Данные проблемы

предусматривается решают с использованием биополимерного бурового раствор.

Данный буровой раствор обрабатывается карбонатным утяжелителем для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), каустической содой (контроль pH), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в таблице 21,22,23,24, 25, 26,27

2.3.11. Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Потребное количество бурового раствора рассчитывается отдельно для каждого интервала бурения и представляет собой сумму определенных объемов:

$$V_{бр} = V_{скв} + V_{оч} + V_{ем} + V_{восп}, [м^3], \quad (20.1)$$

где $V_{скв}$ – объем скважины на конец бурения интервала, $м^3$;

$$V_{скв} = V_{п} + V_{ок} = \frac{\pi \cdot D_{дол}^2 \cdot k_k \cdot L_{ос}}{4} + \frac{\pi \cdot d_{ок}^2 \cdot L_{зс}}{4} [м^3], \quad (20.2)$$

где $V_{п}$ – объем выбуренной породы, $м^3$;

$V_{ок}$ – объем внутри обсадной колонны предыдущего интервала бурения, $м^3$;

$D_{дол}$ – диаметр долота в пробуренном интервале, м;

$d_{ок}$ – внутренний диаметр ОК, м;

k_k – коэффициент кавернозности для интервала;

$L_{ос}$ и $L_{зс}$ – длина интервала в открытом и закрытом стволе соответственно, м;

$V_{оч}$ – объём системы очистки (принимается равным 3-8 $м^3$), $м^3$;

$V_{ем}$ – объём раствора в емкостях (для направления – 40 $м^3$, для остальных интервалов $V_{ем} = V_{скв}$), $м^3$;

$V_{восп}$ – объём для восполнения потерь в системе очистки, потерь при фильтрации и СПО, $м^3$.

$$V_{восп} = V_{пот} + V_{фил} + V_{СПО}, [м^3]; \quad (20.3)$$

$$V_{\text{пот}} = \varepsilon \cdot V_{\text{п}} \cdot \frac{\rho_{\text{гп}} - \rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{гп}} + \rho_{\text{бр}} - 2\rho_{\text{ж}}}, [\text{м}^3]; \quad (20.4)$$

где ε – степень очистки бурового раствора (0,7 – для трехступенчатой системы очистки; 0,9 – для четырехступенчатой);

$\rho_{\text{гп}}$ – плотность выбуренной породы, кг/м³;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкой фазы бурового раствора, кг/м³.

$$V_{\text{фил}} = \frac{251 \cdot h_{\text{фк}}}{\rho_{\text{бр}} - \rho_{\text{ж}}} \cdot \left(k_k \cdot D_{\text{дол}} - \frac{h_{\text{фк}}}{2} \right) \cdot L_{\text{ос}}, [\text{м}^3]; \quad (20.5)$$

где h – толщина фильтрационной корки (принимается равным 0,002-0,003 м для растворов с низкой водоотдачей), м.

$$V_{\text{СПО}} = \frac{4L_{\text{ос}} + 2L_{\text{зс}}}{1000}, [\text{м}^3]; \quad (20.6)$$

При использовании на различных интервалах буровых растворов одного типа или имеющих схожий состав (глинистый – полимерглинистый) допускается переводить определенную долю раствора на следующий интервал, при условии, что параметры «второго» раствора можно получить разбавлением или введением дополнительных химических реагентов.

Перевод раствора на следующий интервал позволяет сократить потребное количество приготавливаемого раствора и сэкономить материалы и химические реагенты. Согласно программам приготовления и обработки бурового раствора, допускается перевод до 60% объема раствора, имеющегося в конце интервала.

$$V_{\text{перев}} = 0,2 \cdot 0,6 \cdot (V_{\text{СКВ}} + V_{\text{оч}} + V_{\text{ем}}), [\text{м}^3]; \quad (20.7)$$

2.3.11.1 Эксплуатационная колонна

$$V_{\text{СКВ}} = \frac{\pi \cdot 0,2207^2 \cdot 1,1 \cdot 3295}{4} + \frac{3,14 \cdot 0,1397^2 \cdot 722}{4} = 149,7 [\text{м}^3];$$

$$V_{\text{пот}} = 0,9 \cdot 138,65 \cdot \frac{2200 - 1000}{2200 + 1093 - 2 \cdot 1000} = 115,8 [\text{м}^3];$$

$$V_{\text{фил}} = \frac{251 \cdot 0,002}{1093 - 1000} \left(0,2207 \cdot 1,1 - \frac{0,002}{2} \right) \cdot 3295 = 4,3 [\text{м}^3];$$

$$V_{\text{СПО}} = \frac{4 \cdot 3295 + 2 \cdot 722}{1000} = 14,6 [\text{м}^3];$$

$$V_{\text{восп}} = 115,8 + 4,3 + 14,6 = 134,7 [\text{м}^3];$$

$$V_{бр} = 149,7 + 5 + 149,7 + 134,7 = 439,1 \text{ [м}^3\text{]}.$$

Таблица 21 – Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
NaOH (регулятор pH)	1
RETRO BENT (структурообразователь)	80
Барит (утяжелитель)	175

Таблица 22 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,22
Условная вязкость, с	120
Содержание песка, %	< 2

Таблица 23 – Компонентный состав бентонитового раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
NaOH (регулятор pH)	0,7
RETROBENT (структурообразователь)	15
RETRO PAC HV (высоковязкий понизитель фильтрации)	0,3
Mud expert (смазочная добавка)	1
RETRO PAC LV (низковязкий понизитель фильтрации)	0,5
Барит (утяжелитель)	212,2

Таблица 24 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	15
ДНС, дПа	35
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15/35
Водоотдача, см ³ /30 мин	8
pH	8
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица 25 – Компонентный состав биополимерного раствора

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
NaOH (регулятор pH)	0,7
Na ₂ CO ₃ (регулятор жесткости)	0,8
TELKO (пав)	1
ТЕРРАПАН (синтетический понизитель фильтрации)	0,8
<u>DUOVIS NS (биополимер ксантанового типа)</u>	5
Mud expert (смазочная добавка)	9
СНПХ-1050 (бактерицид)	0,05
MODIFIED STARCH (модифицированный крахмал)	1,6
BASIS (карбонатный утяжелитель)	64,4

Таблица 26 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,093
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	12
ДНС, дПа	50
СНС 10 сек/10 мин, дПа	10/20
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица 27 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–4016м

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	50	50	397,7	-	1,5	9,13
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,066
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 5,509
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,2
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 54,13
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 59,905

Продолжение таблицы 27

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					
50	722	671	295,3	306,9	1,488	70,73
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,85$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 42,43$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 2,78$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 146,46$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 192,52$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3 = 212,19$
Комб. 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					
722	4016	3295	220,7	244,5	1,162	164,36
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 4,54$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 122,47$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 14,6$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 333,72$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 475,33$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3' = 166,86$

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное и импортное оборудование, обеспечивающее наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться по следующей технологической цепочке: скважина — блок грубой очистки от шлама (вибросита) — дегазатор — блок тонкой очистки от шлама (песко- и илоотделители) — блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга).

2.3.11.2. Расчет потребного количества химических реагентов

При расчете потребного количества реагентов необходимо выполнить условие: запас бурового раствора $V_{\text{зап}}$ на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины. Из них один объем должен находиться в виде бурового раствора в емкостях, и еще один объем допускается иметь в виде материалов и

химических реагентов для его оперативного приготовления. Таким образом, общее количество бурового раствора с учетом запаса может рассчитываться для двух различных случаев:

1 случай: $V_{бр} > 3 \cdot V_{скв}$ – для расчета количества реагентов принимается величина $V_{бр}$, поскольку она удовлетворяет условию минимального запаса бурового раствора, и количество бурового раствора не может быть меньше расчетного $V_{бр}$:

$$V_{потр} = V_{бр} - V_{перев}, [м^3]; \quad (21.1)$$

2 случай: $V_{бр} < 3 \cdot V_{скв}$ – для расчета количества реагентов принимается величина $3 \cdot V_{скв}$, поскольку она удовлетворяет условию минимального запаса бурового раствора:

$$V_{потр} = 3 \cdot V_{скв} - V_{перев}, [м^3]; \quad (21.2)$$

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

$$M_p = C \cdot V_{потр}, [кг]; \quad (21.3)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

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

$$N_{уп} = M_p / V_{уп}, [шт]; \quad (21.4)$$

где $V_{уп}$ – объем упаковки для отдельно взятого реагента: для сыпучих реагентов – мешки (25 и 1000 кг) для реагентов в жидкой форме – бочки (объем 200 л \approx 0,2ρ_ж кг).

Направление:

$$V_{бр} > 3 * V_{скв}$$

$$62,44 > 3 \cdot 9,13 = 27,39 \text{ м}^3$$

Условие выполняется, рассматриваем по первому случаю.

Кондуктор:

$$V_{\text{бр}} > 3 * V_{\text{скв}}$$

$$201,39 > 3 * 67,56 = 202,68 \text{ м}^3$$

Условие не выполняется, рассматриваем по второму случаю.

$$V_{\text{потр.к.}} = 3 \cdot V_{\text{скв}} - V_{\text{перев}} = 3 \cdot 67,56 - 21,65 = 181,03 \text{ [м}^3\text{]}$$

Эксплуатационная колонна:

$$V_{\text{бр}} > 3 * V_{\text{скв}}$$

$$237,54 > 3 * 80,76 = 242,28 \text{ м}^3$$

Условие не выполняется, рассматриваем по второму случаю.

$$V_{\text{потр.эк.}} = 3 \cdot V_{\text{скв}} - V_{\text{перев}} = 3 \cdot 80,76 - 0 = 242,28 \text{ [м}^3\text{]}$$

Таблица 28 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	25	62,44	3,00	126,721	6,00	96,912	4,00	286,073	12,0
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	25	-	-	-	-	193,824	8,00	193,824	8,00
PETRO PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	54,309	3,00	-	-	54,309	3,00
Mud expert	Смазочная добавка	200	-	-	181,03	1,00	2180,52	10,00	2361,55	11,00
PETRO PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	90,515	4,00	-	-	90,515	4,00
TELKO	ПАВ	200	-	-	-	-	242,28	2,00	242,28	2,00
PETRO BENT	Структурообразователь	25	4995,2	200	2715,45	109,00	-	-	7710,65	309,00
DUOVIS NS	Биополимер ксантанового типа	25	-	-	-	-	1211,4	49,00	1211,4	49,00
Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
ТЕРРАПАН	Синтетический понизитель фильтрации	25	-	-	-	-	193,824	8,00	268,56	11,00

Продолжение таблицы 28

Барит КБ-3	Утяжелитель	1000	10957	11	38414,566	39,00	-	-	49341,566	50,00
СНПХ-1050	Бактерицид	25	-	-	-	-	12,114	1,00	12,114	1,00
MODIFIED STARCH	Модифицированный крахмал	25	-	-	-	-	387,648	16,00	387,648	16,00
BASIS	Карбонатный утяжелитель	1000	-	-	-	-	15602,832	16,00	15602,832	16,00

2.4. Проектирования процессов заканчивания скважины

2.4.1. Расчет обсадных колонн

Для расчета осадных колонн на прочность, необходимо рассмотреть основные случаи, когда наружное или внутреннее избыточное давление достигает максимальных значений. В результате данных расчетов будет подобрана группа прочности и толщина стенки обсадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 29 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м^3 , продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м^3 .

Таблица 29 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1030 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ($\rho = 1820 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	0-40	0-40	40-50	40-50
Кондуктор	0-680	0-712	680-690	712-722
Эксплуатационная колонна	540-2790	563-3005	2790-2800	3005-3015

2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Исходные данные к расчету всех обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{\text{прод}}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{\text{буф}}$, кг/м ³	1030
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{\text{тр обл}}$, кг/м ³	1420	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{\text{тр н}}$, кг/м ³	1820
Плотность нефти $\rho_{\text{н}}$, кг/м ³	803	Глубина скважины, м	2800
Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора h_1 , м	540	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	800
Высота цементного стакана $h_{\text{ст}}$, м	10	Динамический уровень скважины $h_{\text{д}}$, м	2300

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

$$P_{\text{ни}} = P_{\text{н}} - P_{\text{в}}, \quad (22.1)$$

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h, \quad (22.2)$$

$$P_{\text{в}} = \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h, \quad (22.3)$$

где $\rho_{\text{буф}}$ – плотность буферной жидкости;

$\rho_{\text{прод}}$ – плотность продавочной жидкости;

h – глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора.

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.

Расчет наружных избыточных давлений кондуктора:

Таблица 31 – Результаты расчётов наружных избыточных давлений кондуктора

№ точки	H	P _{ни}
1	0	0
2	590	2,4309
3	680	3,1549
4	690	3,1548

Расчет наружных избыточных давлений для наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны (конец эксплуатационной скважины):

Точка 1:

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{в1} = 0;$$

$$P_{ни1} = 0.$$

Точка 2:

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h_1 = 1030 \cdot 540 \cdot 9,81 = 5,45 \text{ МПа};$$

$$P_{в2} = 0;$$

$$P_{ни2} = 5,45 \text{ МПа}.$$

Точка 3:

$$P_{н3} = P_{н2} + \rho_{обл} \cdot g \cdot (h_d - h_1) = 5456322 + 1065 \cdot 9,81 \cdot (2300 - 540) = \\ = 23,84 \text{ МПа};$$

$$P_{в3} = 0;$$

$$P_{ни3} = 23,84 \text{ МПа}.$$

Точка 4:

$$P_{н4} = P_{н3} + \rho_{тр.обл} \cdot g \cdot (H - h_d) = 238442 + 1065 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 2300) = \\ = 29,068 \text{ МПа};$$

$$P_{в4} = \rho_n \cdot g \cdot (H - h_d) = 803 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 2300) = 3,93 \text{ МПа};$$

$$P_{ни4} = 25,1293 \text{ МПа}.$$

Точка 5:

$$P_{H5} = P_{H4} + \rho_{\text{тр.н}} \cdot g \cdot h_2 = 29068011 + 1365 \cdot 9,81 \cdot 800 = 39,78 \text{ МПа};$$

$$P_{B5} = P_{B4} + \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot h_2 = 3938715 + 803 \cdot 9,81 \cdot 800 = 10,24 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ни5}} = 29,5399 \text{ МПа.}$$

Таблиц 32 – Результаты расчётов наружных избыточных давлений наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны

в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ точки	P _{ни}	H	№ точки	P _{ни}	H
1	0	0	1	0	0
2	0,1589	540	2	5,4563	540
3	6,1744	2000	3	25,129	2000
4	12,529	2790	4	23,844	2300
5	12,529	2800	5	29,54	2800

Расчет наружных избыточных давлений для горизонтального участка (конец эксплуатации скважины):

Точка 1 (башмак эксплуатационной колонны):

$$P_{H1} = H_{\text{эк}} \cdot \text{grad}P_{\text{пл1}} = 2800 \cdot 0,0102 = 28,56 \text{ МПа};$$

$$P_{B1} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot (H_{\text{эк}} - h_{\text{д}}) = 803 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 2300) = 3,938 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ни1}} = 24,62 \text{ МПа.}$$

Точка 2 (забой скважины):

$$P_{H2} = 2810 \cdot 0,0102 = 26,62 \text{ МПа};$$

$$P_{B2} = 803 \cdot 9,81 \cdot (2810 - 2300) = 4,017 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{ни2}} = 24,64 \text{ МПа.}$$

На рисунках 3,4,5 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

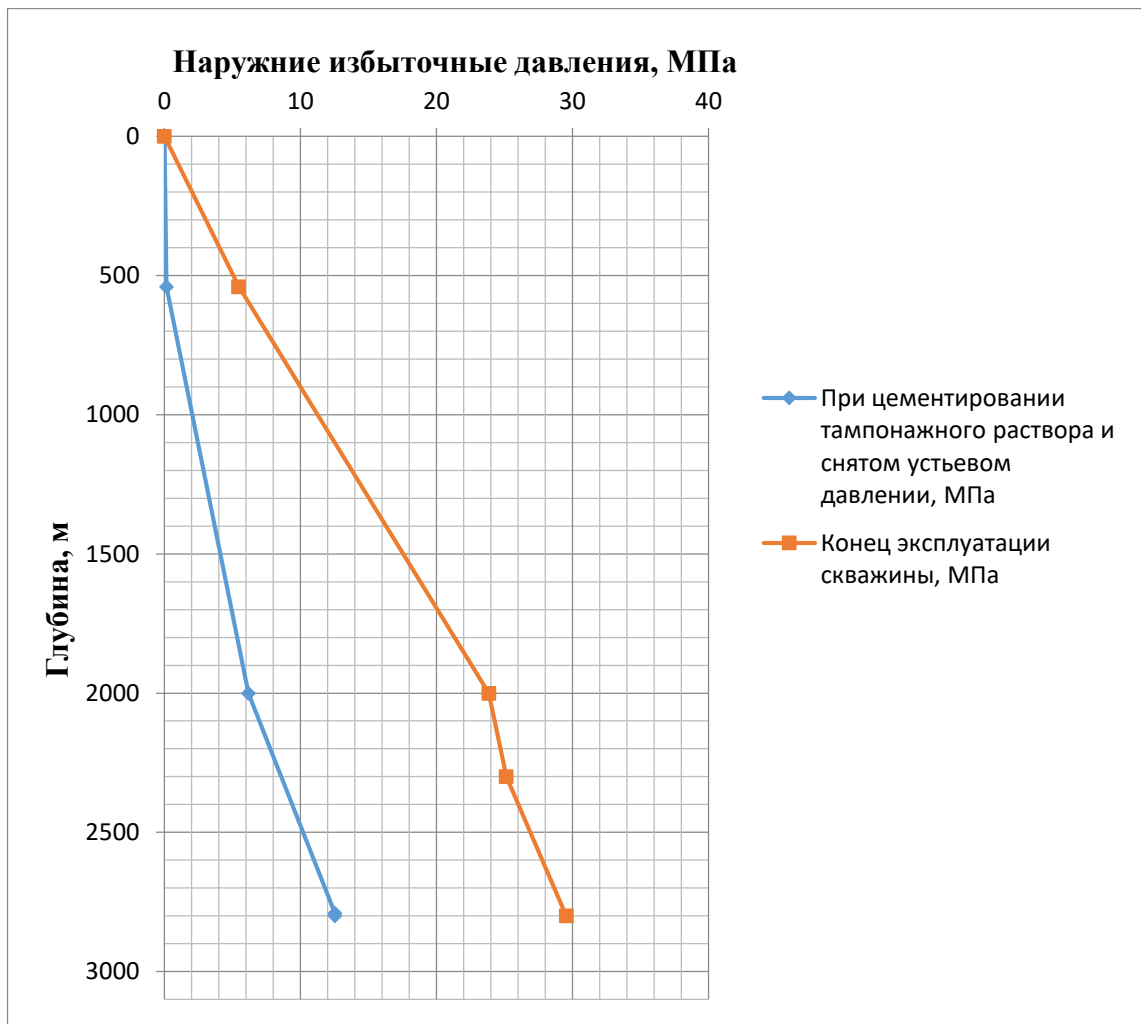


Рисунок 3 – Эпюра наружных избыточных давлений наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны (177,8 мм)

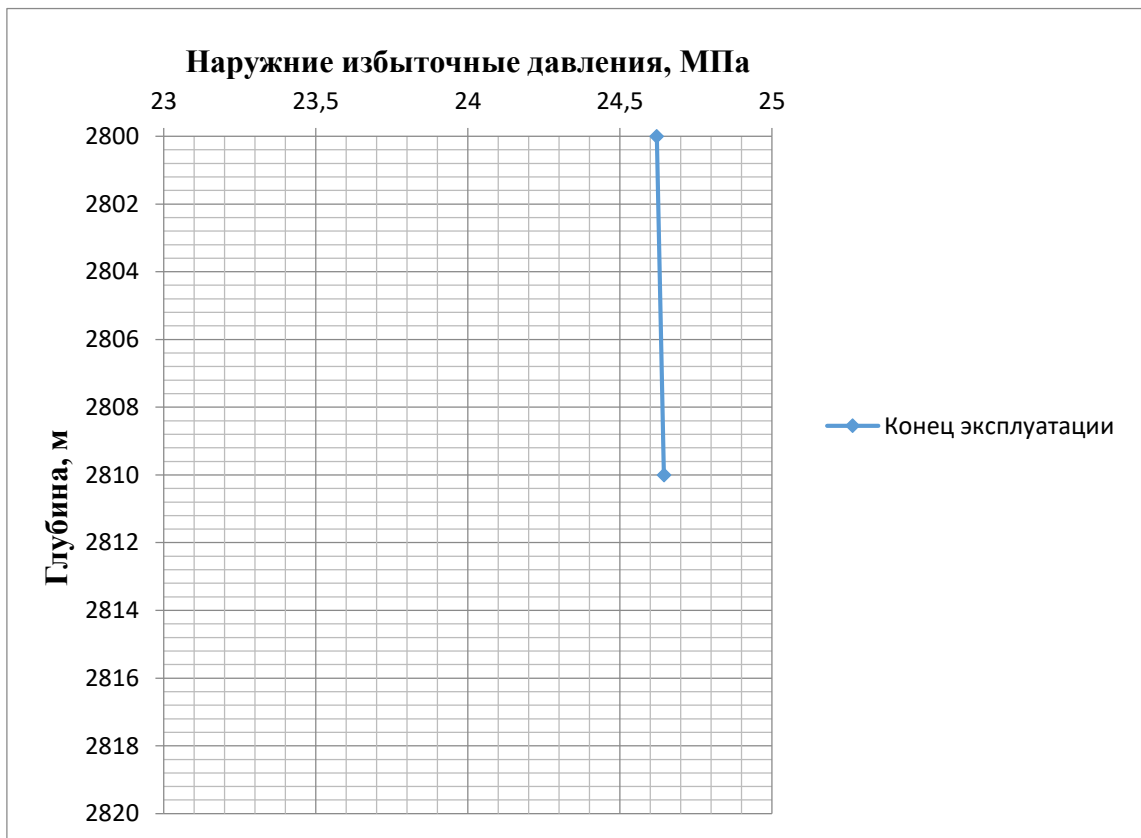


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений горизонтального участка эксплуатационной колонны (139,7 мм)

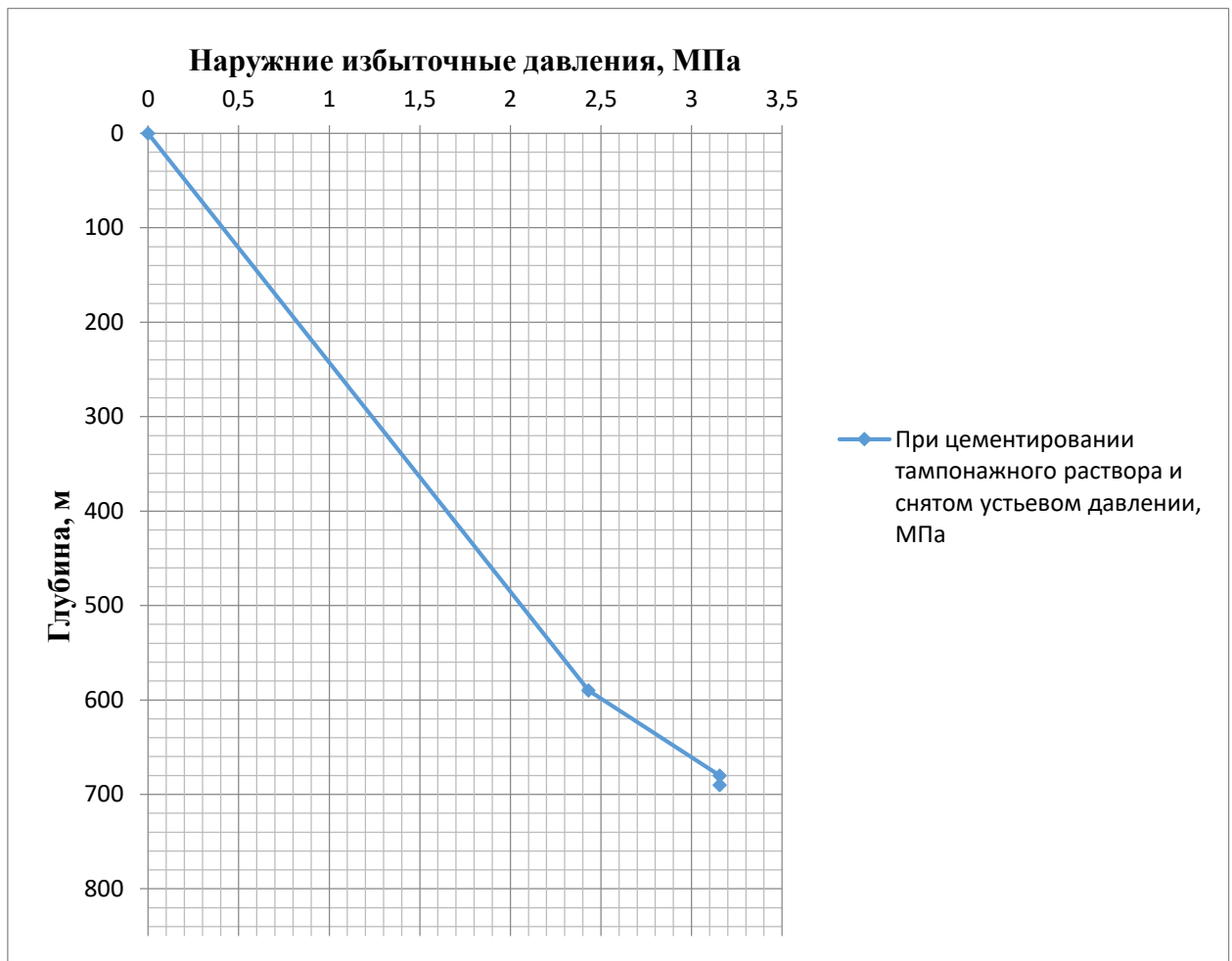


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений

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

$$P_{\text{ви}} = P_{\text{в}} \cdot P_{\text{н}}, \quad (23.1)$$

$$P_{\text{в}} = P_{\text{оп}} + \rho_{\text{прод}} \cdot g \cdot h, \quad (23.2)$$

$$P_{\text{н}} = \rho_{\text{буф}} \cdot g \cdot h. \quad (23.3)$$

Расчет внутренних избыточных давлений кондуктора:

Таблица 33 – Результаты расчётов внутренних избыточных давлений кондуктора

№ точки	При цементировании в конце продавки тампонажного раствора		№ точки	Опрессовка кондуктора	
	H	P _{ви}		P _{ви}	P
1	0	5,1034	1	0	9
2	590	2,6725	2	90	,0347
3	680	1,9485	3	90	,7659
4	690	1,9485			

Расчет внутренних избыточных давлений при опрессовке наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны:

Точка 1:

$$P_{в1} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h = 12,5 \text{ МПа};$$

$$P_{н1} = 0;$$

$$P_{ви1} = 12,5 \text{ МПа}.$$

Точка 2:

$$P_{в2} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot h_1 = 12500000 + 1000 \cdot 9,81 \cdot 540 = 17,79 \text{ МПа};$$

$$P_{н2} = \rho_{буф} \cdot g \cdot h = 1030 \cdot 9,81 \cdot 540 = 5,45 \text{ МПа};$$

$$P_{ви2} = 12,34 \text{ МПа}.$$

Точка 3:

$$P_{в3} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot (H - h_2) = 12500000 + 1000 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 800) = 32,12 \text{ МПа};$$

$$P_{н3} = P_{н2} + \rho_{тр.обл} \cdot g \cdot (H - h_1 - h_2) = 5456322 + 1065 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 800 - 540) = 20,71 \text{ МПа};$$

$$P_{ви3} = 11,41 \text{ МПа}.$$

Точка 4:

$$P_{в4} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H = 12500000 + 100 \cdot 9,81 \cdot (2800 - 10) = 39,87 \text{ МПа};$$

$$P_{н4} = P_{н3} + \rho_{тр.н} \cdot g \cdot h_2 = 20709891 + 1365 \cdot 9,81 \cdot (800 - 10) = 31,289 \text{ МПа};$$

$$P_{ви4} = 8,58 \text{ МПа.}$$

Таблиц 34 – Результаты расчётов внутренних избыточных давлений наклонно-направленной эксплуатационной колонны

№ точки	При цементировании в конце продавки тампонажного раствора		№ точки	При опрессовке эксплуатационной колонны	
	H	P _{ви}		H	P _{ви}
1	0	17,669	1	0	12,5
2	540	17,51	2	540	12,341
3	2000	11,495	3	2000	11,41
4	2790	5,14	4	2800	8,5814
5	2800	5,14			

Расчет внутренних избыточных давлений при опрессовке горизонтального участка эксплуатационной колонны:

Точка 1 (башмак ЭК):

$$P_{в1} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H_{ЭК} = 12500000 + 2800 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 39,98 \text{ МПа;}$$

$$P_{н1} = H_{ЭК} \cdot \text{grad}P_{пл1} = 2800 \cdot 0,0102 = 28,56 \text{ МПа;}$$

$$P_{ви1} = 11,408 \text{ МПа.}$$

Точка 2 (забой скважины):

$$P_{в2} = P_{оп} + \rho_{прод} \cdot g \cdot H = 12500000 + 2810 \cdot 1000 \cdot 9,81 = 40,0661 \text{ МПа;}$$

$$P_{н1} = \rho_{тр.н} \cdot g \cdot h_2 = 2810 \cdot 0,0102 = 28,662 \text{ МПа;}$$

$$P_{ви2} = 11,40 \text{ МПа.}$$

По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 6,7,8.

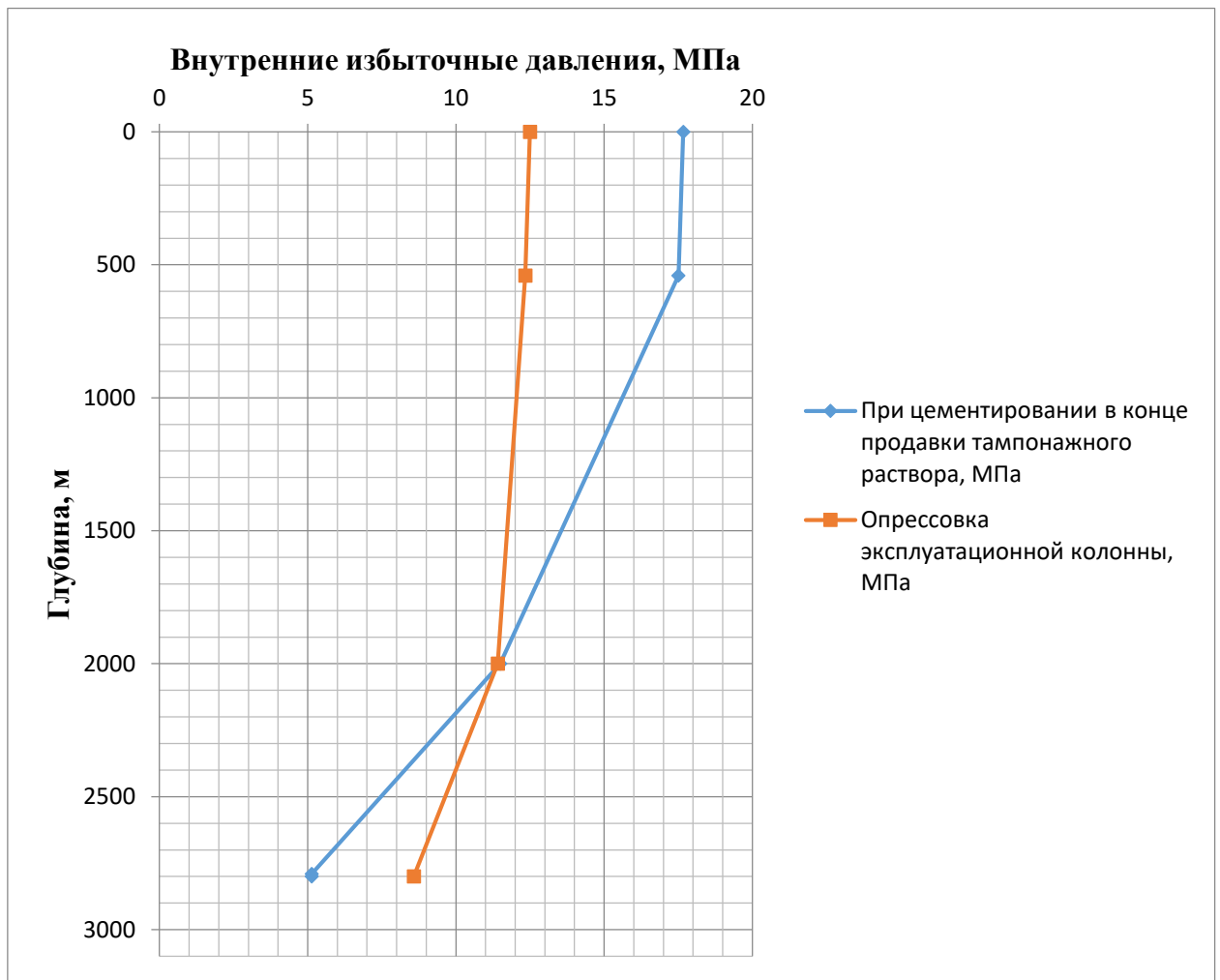


Рисунок 6 – Эпюра внутренних избыточных давлений наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны (177,8 мм)

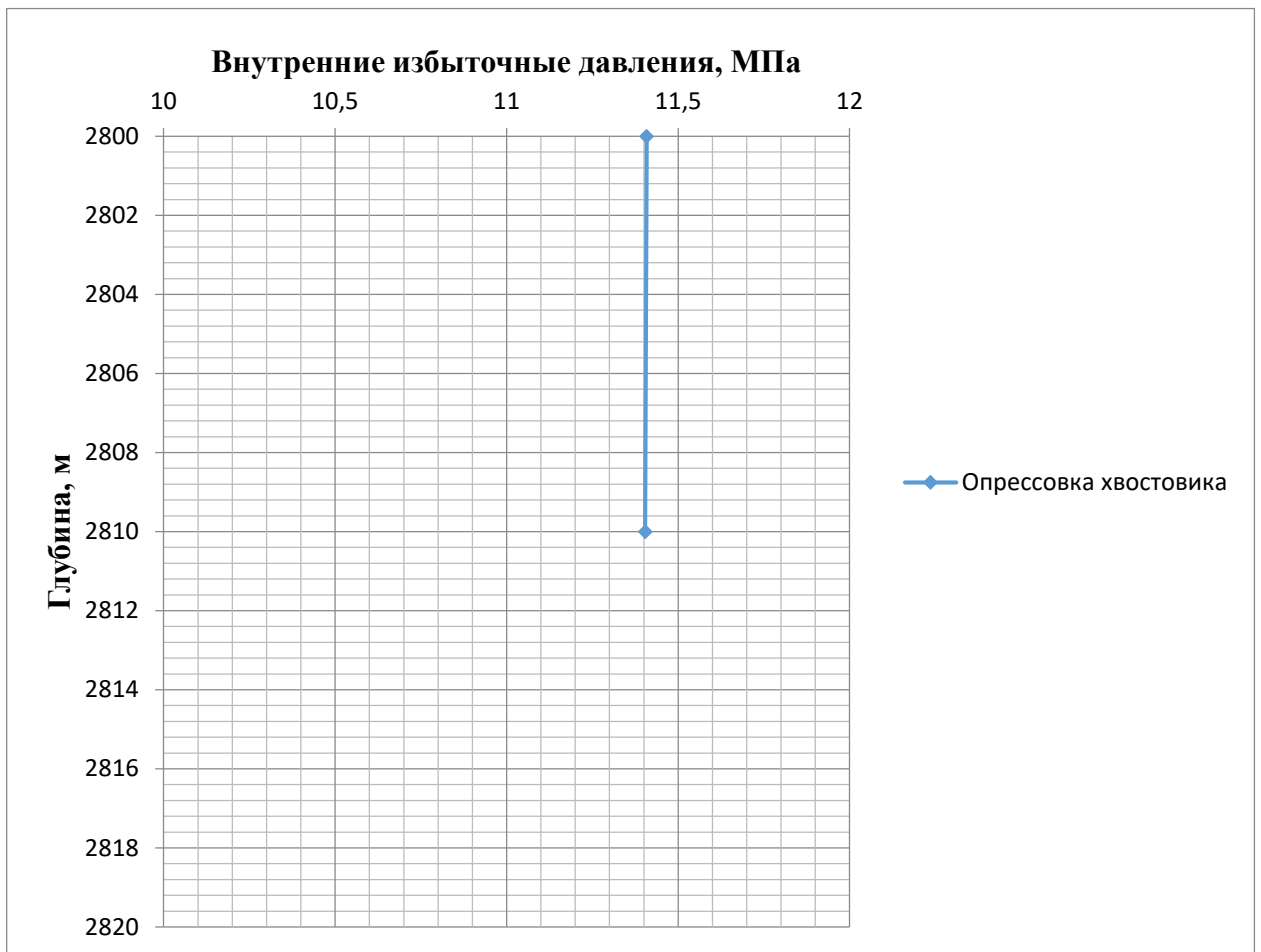


Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений горизонтального участка эксплуатационной колонны (139,7 мм)

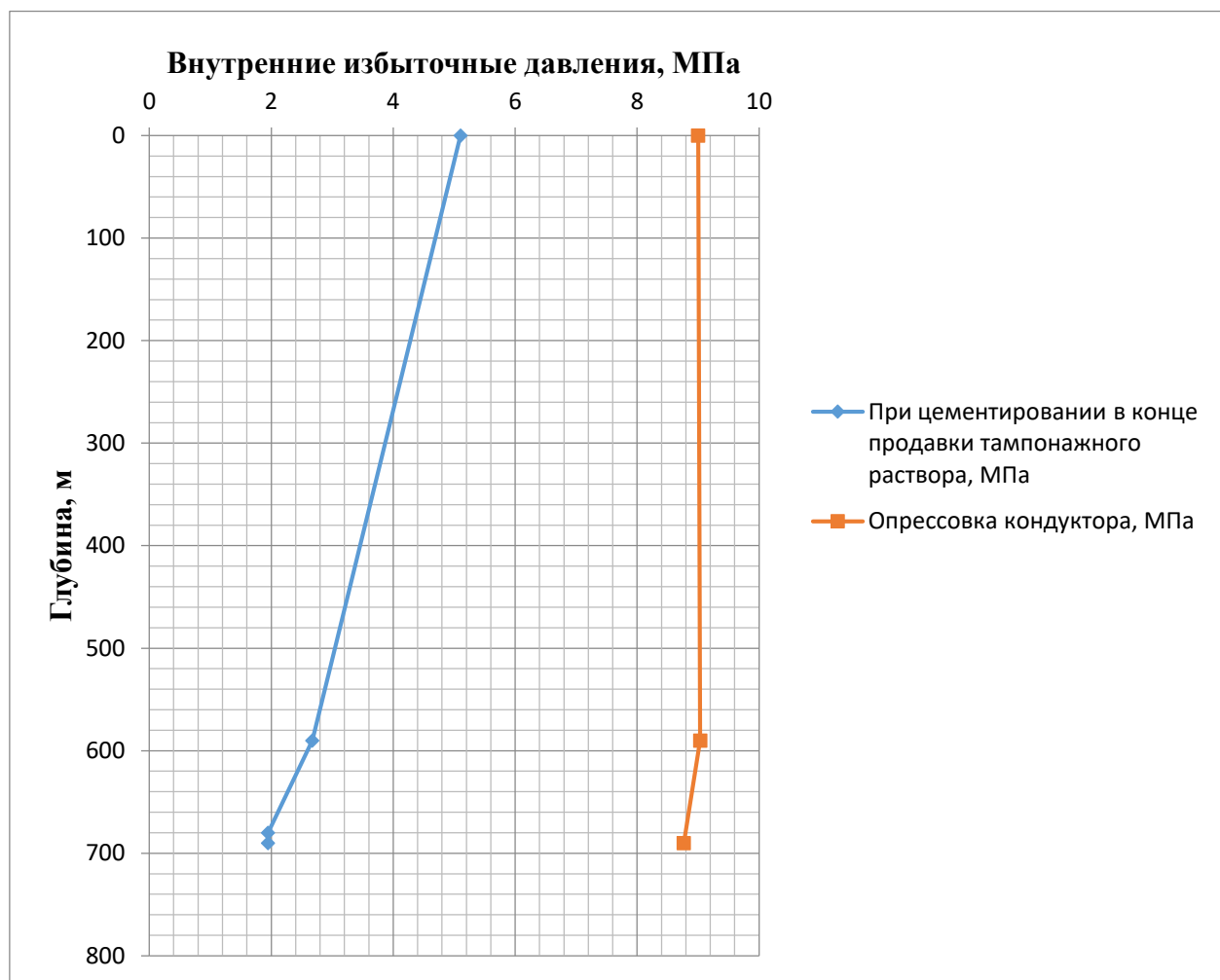


Рисунок 8 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

2.4.3. 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 так же недопущения страгивания в замковом соединении.

Направление

Для направления проектируется одна секция обсадной колонны (одинаковые тип резьбового соединения, толщина стенок и группа прочности).

Расчет на прочность направления не проводится в силу малых нагрузок, действующих на него.

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м – нет;

Наибольшим и опасным является избыточное внутреннее давление, МПа-до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ;

Выбираем для спуска трубы с условным диаметром 323,9 мм, группы прочности Д с самой маленькой толщиной стенки 8,5 мм.

Расчет кондуктора и комбинированной эксплуатационной колонны.

Для расчета кондуктора, комбинированной эксплуатационной колонны проектируется одна секция (одинаковые тип резьбового соединения, толщина стенок и группа прочности).

1) Определяется тип резьбового соединения обсадных труб.

Выбор типа резьбового соединения для обсадных труб

осуществляется в соответствии с таблицей 35. При этом необходимо учитывать интенсивность искривления (для наклонных скважин) и максимальное внутреннее избыточное давление, рассчитанное ранее.

Таблица 35 – Рекомендуемый тип резьбового соединения

Интенсивность искривления, град./10м	внутреннее давление, МПа	Эксплуатационная колонна	Остальные обсадные колонны
Жидкая среда			
До 1,5	До 10	ОТТМ	ОТТМ
	10 ... 20	ОТТМ	ОТТМ
	20 ... 30	ОТТМ	ОТТМ
	Более 30	ОТТГ, ТБО	ОТТМ
Более 1,5	До 10	ОТТМ	ОТТМ
	10 ... 20	ОТТМ	ОТТМ
	20 ... 30	ОТТМ	ОТТМ
	Более 30	ОТТГ, ТБО	ОТТГ, ОТТМ
Газовая среда			
До 1,5	До 10	ОТТМ	ОТТМ
	10 ... 20	ОТТМ, ОТТГ, ТБО, Треугольная	ОТТМ
	20 ... 30	ОТТМ, ОТТГ, ТБО,	ОТТМ
	Более 30	ОТТГ, ТБО	ОТТГ, ОТТМ
Более 1,5	До 10	Треугольная, ОТТМ	ОТТМ
	10 ... 20	ОТТМ, ОТТГ, ТБО,	ОТТМ
	20 ... 30	ОТТМ, ОТТГ, ТБО,	ОТТГ, ОТТМ
	Более 30	ОТТГ, ТБО	ОТТГ, ОТТМ

2) Определяется требуемая прочность трубы на смятие для 1-ой секции $P_{см}^1$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см} \geq n_{см} \cdot P_{ни}, \quad (24)$$

где $P_{ни}$ – величина наружного избыточного давления (на забое);

$n_{см}$ – коэффициент запаса на смятие внешним избыточным давлением.

Для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта, $n_{см} = 1,1 - 1,2$ (в зависимости от устойчивости коллекторов, пластового давления, количества эксплуатационных пластов), для остальных секций – 1,0. Запас прочности на наружное избыточное давление для участка колонны, расположенной в горизонтальном участке, принимается равным 1,30 – 1,50 (в зависимости от устойчивости коллектора).

3) Находится толщина стенки δ , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешевые обсадные трубы, поэтому для начала расчета выбираются трубы группы прочности Д.

4) Рассчитывается вес колонны G:

$$G = l \cdot q, \quad (25)$$

где q – вес 1 м труб с толщиной стенки δ .

5) Определяются фактический коэффициент запаса прочности на внутреннее давление:

$$n_p = P_p / P_{ви}, \quad (26)$$

где P_p – прочность труб на внутреннее давление с толщиной стенки δ ;

$P_{ви}$ – внутреннее избыточное давление на устье (определяется по эпюре внутренних избыточных давлений).

Рассчитанный коэффициент запаса должен быть больше предоставленного в таблице 36.

Таблица 36 – Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление

Диаметр труб	Давление	
	Исполнение А	Исполнение Б
114...219	1,15	1,15
Свыше 219	1,15	1,45

б) Определяется фактический коэффициент запаса прочности на страгивание в резьбовом соединении (за счет веса обсадной колонны):

$$N_{стр} = Q_{стр} / G, \quad (27)$$

где $Q_{стр}$ – прочность на страгивающие нагрузки для труб 2-ой секции с толщиной стенок δ .

Таблица 37 – Коэффициенты запаса прочности на растяжение

Диаметры труб, мм	Длина колонны, м	Коэффициент запаса прочности, $n_{стр}$
от 114 до 168	до 3000	1,15
	свыше 3000	1,30
от 178 до 245	до 1500	1,30
	свыше 1500	1,45
от 273 до 324	до 1500	1,45
	свыше 1500	1,6
Свыше 324	до 1500	1,6
	свыше 1500	1,75

Расчет кондуктора

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м – более 1,5;

Избыточное внутреннее давление, МПа-до 10, следовательно, для кондуктора: ОТТМ;

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие $P_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см} \geq n_{см} \cdot P_{ни},$$

где $P_{ни}$ – величина наружного избыточного давления в начале (на забое);

$$n_{см} = 1,0;$$

$$P_{ни} = 3,1549 \text{ МПа};$$

$$P_{см} = 3,1549 \text{ МПа}.$$

2) Находится толщина стенки δ , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления

Условный диаметр трубы, 244,5 мм

Группа прочности: Д

Толщина стенки, 7,9 мм

3) Принимается глубина L спуска:

$$L = 722 \text{ м.}$$

4) Рассчитывается вес секции G:

$$G = L \cdot q = 722 \cdot 0,472 = 340,312 \text{ кН;}$$

Определяется фактический коэффициент запаса прочности для секции на глубине L при длине секции l на внутреннее давление:

$$n_p = P_p / P_{ви} = 21,5 / 9,0347 = 2,38;$$

5) Определяется фактический коэффициент запаса прочности на глубине L при на срагивание в резьбовом соединении и на растягивающие нагрузки по телу трубы:

$$N_{стр} = Q_{стр} / G = 2216 / 340,312 = 6,5.$$

Расчет комбинированной эксплуатационной колонны.

Рекомендуемый тип резьбового соединения:

Интенсивность искривления, град./10м - более 1,5;

Избыточное внутреннее давление, МПа- от 20 до 30, следовательно, для эксплуатационной колонны: ОТТМ;

Расчет горизонтального участка эксплуатационной колонны

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие $P_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см} \geq n_{см} \cdot P_{ни},$$

где $P_{ни}$ – величина наружного избыточного давления в начале (на забое);

$$n_{см} = 1,5;$$

$$P_{ни} = 24,645 \text{ МПа;}$$

$$P_{см} = 36,968 \text{ Мпа/}$$

2) Находится толщина стенки δ , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления

Условный диаметр трубы, 139,7 мм

Группа прочности: Д

Толщина стенки, 9,2 мм

3) Принимается глубина L спуска:

$$L = 1001 \text{ м.}$$

4) Рассчитывается вес секции G:

$$G = L \cdot q = 1001 \cdot 0,294 = 294,29 \text{ кН;}$$

Определяется фактический коэффициент запаса прочности для секции на глубине L при длине секции l на внутреннее давление:

$$n_p = P_p / P_{ви} = 43,7 / 11,408 = 3,83;$$

5) Определяется фактический коэффициент запаса прочности на глубине L на срагивание в резьбовом соединении и на растягивающие нагрузки по телу трубы:

$$N_{стр} = Q_{стр} / G = 1430 / 294,29 = 4,85;$$

Расчет наклонно-направленного участка эксплуатационной колонны

1) Определяется требуемая прочность трубы на смятие $P_{см}$, которая удовлетворяет условию:

$$P_{см} \geq n_{см} \cdot P_{ни},$$

где $P_{ни}$ – величина наружного избыточного давления в начале (на забое);

$$n_{см} = 1,2 \text{ (т.к. участок проходит продуктивные пласты)}$$

$$P_{ни} = 29,54 \text{ МПа;}$$

$$P_{см} = 35,448 \text{ МПа;}$$

2) Находится толщина стенки δ , которая обеспечивает найденную прочность на смятие или на критические давления

Условный диаметр трубы, 177,8 мм

Группа прочности: Д

Толщина стенки, 11,5 мм

3) Принимается глубина L спуска:

$$L = 3015 \text{ м.}$$

4) Рассчитывается вес горизонтального и наклонно-направленного участка ΣG :

$$\Sigma G = L \cdot q = (3015 \cdot 0,471) + 110 = 1714,359 \text{ кН.}$$

Определяется фактический коэффициент запаса прочности для секции на глубине L при длине секции l на внутреннее давление:

$$n_p = P_p / P_{ви} = 42,9 / 17,669 = 2,42.$$

5) Определяется фактический коэффициент запаса прочности на глубине L на срагивание в резьбовом соединении и на растягивающие нагрузки по телу трубы:

$$N_{стр} = Q_{стр} / \Sigma G = 2274 / 1714,359 = 1,326.$$

Таблица 37 - 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	50	67,2	3360	3360	0-50
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	722	47,2	34032,2	34032,2	0-722
Комбинированная эксплуатационная колонна								
1 (139,7)	ОТТМ	Д	9,2	1001	29,4	29429,4	171435,9	4016-3015
2 (177,8)	ОТТМ	Д	11,5	3015	47,1	142006,5		3015-0

К элементам технологической оснастки обсадных колонн относятся все устройства, включаемые в состав обсадной колонны или монтируемые на ее внутренней или наружной поверхности являющиеся неотъемлемой частью сформированной крепи скважины или выполняющие технологические функции для успешного спуска и цементирования обсадной колонны.

В состав технологической оснастки входят:

- башмак обсадной колонны;
- обратные клапаны;
- пробки продавочные;
- центраторы;

- турбулизаторы.
- скребки

Результаты выбора элементов технологической оснастки обсадных колонн представлены в таблице 38.

Таблица 38 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 177,8/139,7 мм	БКМ-140 («Уралнефтемаш»)	4016	4016	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	3005	3005	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	691	14	107
		671	771	10	
		771	1944	41	
		1944	1994	5	
		1994	2457	16	
		2457	2468	1	
		2468	2995	18	
		2995	3015	2	
	СК-178/220 («Проммашсервис»)	0	691	14	107
		671	771	10	
		771	1944	41	
		1944	1994	5	
		1994	2457	16	
		2457	2468	1	
		2468	2995	18	
		2995	3015	2	
	ЦПЦ-140/220 («НефтьКам»)	3015	3143	30	28
		3143	4011	87	
		4011	4016	2	
	СК-140/220 («Проммашсервис»)	3015	3143	30	28
		3143	4011	87	
4011		4016	2		
ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	722	889	9	26	
	1934	2004	14		
	2447	2478	2		
	3005	3025	1		
ЦТ-140/220 («НефтьКам»)	3025	4016	49	49	
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	3005	3005		1

Продолжение таблицы 38

	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2995	2995	1	1
	ПГМЦ178 («ЗЭРС»)	3015	3015	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	722	722	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	711	711	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	100	10	33
		100	716	21	
716	722	2			
	СК-245/296 («Проммашсервис»)	0	100	10	33
		100	716	21	
		716	722	2	
	ЦТ-245/295 («НефтьКам»)	50	722	34	34
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	711	711	1	1
Направ- ление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	50	3	
	СК-324/394 («Проммашсервис»)	0	20	2	5
		20	50	3	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	40	40	1	1

2.4.4. Расчет процессов цементирования скважины

2.4.4.1. Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (28)$$

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

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

$P_{гр}$ – 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:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ гр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ гр} \cdot h_2), \quad (29)$$

Кондуктор

Рассчитаем гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора по формуле 29:

$$P_{гс\ кп} = (9,81 \cdot (1030 \cdot 0 + 1420 \cdot (722 - 0 - 100) + 1820 \cdot 100)) / 10^6 = 10,4 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле :

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,00065 \cdot 722 = 0,469 \text{ МПа,}$$

где L – длина скважины по стволу (м);

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений (МПа/м), выбирается из табличных значений, с учётом диаметра обсадной колонны.

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гр}, \\ 10,4 + 0,469 &\leq 0,95 \cdot 0,0167 \cdot 722, \\ 10,9 &\leq 11,4. \end{aligned}$$

Условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.4.2. Расчёт объёмов буферной жидкости под кондуктор

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

$$V_{б.ж} = S_{кп.ос} \cdot V_{в.н} \cdot t \quad (30)$$

где $S_{кп.ос} = 0,05488 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

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

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{\text{б.ж.}} = 0,05488 \cdot 0,5 \cdot 600 = 16,463 \text{ м}^3$$

Объём тампонажного раствора $V_{\text{тр}}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{тк}}) + (D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1) + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4 \quad (31)$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{тр обл}} + V_{\text{тр норм}} \quad (32)$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр обл}} = 0,785 \cdot [((D_{\text{пред к}} - 2 \cdot d_{\text{ст}})^2 - (D_{\text{эк}} / 1000)^2) \cdot ((L_{\text{пред к}} - h_1) \cdot ((D_{\text{эк д}} / 1000)^2 \cdot k_{\text{срвзв обл}} - (D_{\text{эк}} / 1000)^2) \cdot (H - L_{\text{пред к}} - h_2)) \quad (33)$$

$$V_{\text{тр обл}} = \pi \cdot [((D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1)) + ((D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_{\text{тк}}))] / 4$$

$$V_{\text{тр обл}} = 0,785 \cdot [(((323,9 - 2 \cdot 8,5) / 1000)^2 - (244,5 / 1000)^2) \cdot 50 + (((295,3 / 1000)^2 \cdot 1,5 - (244,5 / 1000)^2) \cdot (722 - 50 - 100))] = 33,185 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4$$

$$V_{\text{тр норм}} = 0,785 \cdot [((295,3 / 1000)^2 \cdot 1,414 - (244,5 / 1000)^2) \cdot 100 + ((244,5 - 2 \cdot 7,9) / 1000)^2 \cdot 10] = 5,397 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{тр}} = 33,185 + 5,397 = 38,583 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(D_{\text{эк вн}}^2 \cdot L) - (D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4 \quad (34)$$

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,2287^2 \cdot 722) - (244,5 - 2 \cdot 7,9) / 1000^2 \cdot 10] / 4 = 30,068 \text{ м}^3$$

2.4.4.3. Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного 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-50

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

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m); \quad (35)$$

Расчет необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного растворов для кондуктора:

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1820 \cdot 5,397 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,5) = 6,745 \text{ т.}$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1420 \cdot 33,185 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1,18) = 22,2647 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m; \quad (36)$$

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 6,745 \cdot 0,5 = 3,64 \text{ м}^3.$$

Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,18 \cdot 22,2647 \cdot 1,08 = 28,37 \text{ м}^3.$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

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.

В качестве цементирующего 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:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (37)$$

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 6,745 / 13 = 0,52.$$

необходима 1 машина УС6-30

- Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 21,26 / 10 = 2,26.$$

необходимо 3 машины УС6-30

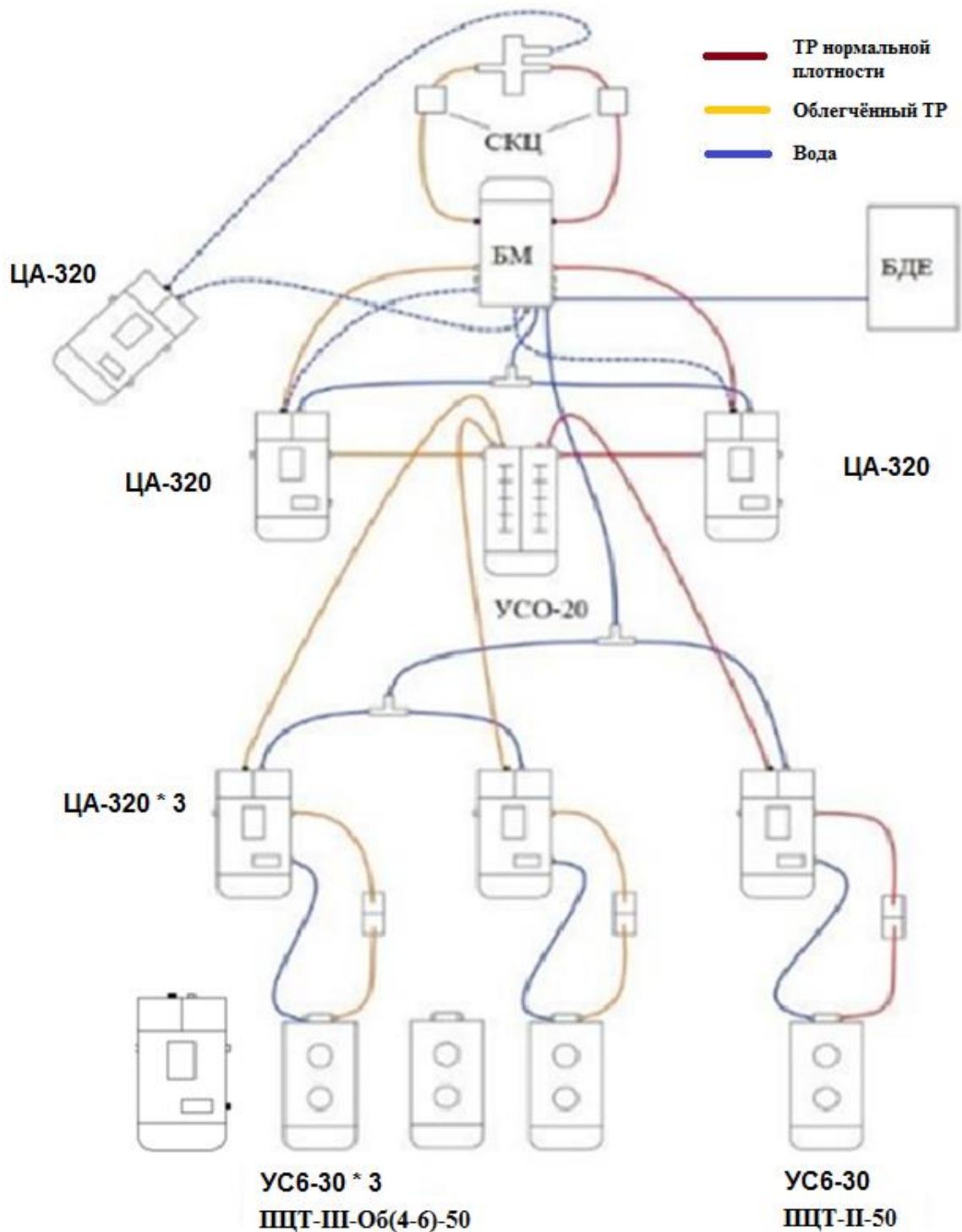


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Обоснование способа цементирования интервала под эксплуатационную колонну

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{гс\text{ кп}}$:

$$P_{гс\text{ кп}} = (9,81 \cdot (1030 \cdot 563 + (1420 \cdot (3015 - 563 - 800) + 1820 \cdot 800))) / 10^6 = 42,98 \text{ МПа.}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L = 0,0013 \cdot 3015 = 3,9195 \text{ МПа},$$

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$\begin{aligned} P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} &\leq 0,95 \cdot P_{гр}, \\ 42,98 + 3,9195 &\leq 0,95 \cdot 0,0196 \cdot 3015, \\ 46,9 &\leq 55,19, \end{aligned}$$

условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.4.4. Расчёт объёмов буферной жидкости, для эксплуатационной колонны

Объём буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле 30:

где $S_{кп.ос} = 0,01815 \text{ м}^2$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе;

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

$t = 600 \text{ с}$ – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным $600 \div 720 \text{ с}$ при ламинарном течении).

$$V_{б.ж.} = 0,01815 \cdot 0,5 \cdot 600 = 5,446 \text{ м}^3$$

Расчитаем объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр\ обл} = 0,785 \cdot [(((244,5 - 2 \cdot 7,9/1000)^2) - (177,8/1000)^2) \cdot (722 - 563) + ((220,7/1000)^2 \cdot 1,276 - (177,8/1000)^2) \cdot (3015 - 800 - 722)] = 38,360 \text{ м}^3$$

$$V_{тр\ норм} = 0,785 \cdot [((220,7/1000)^2 \cdot 1,100 - (177,8/1000)^2) \cdot 800 + ((177,8 - 2 \cdot 11,5)/1000)^2 \cdot 20] = 14,171 \text{ м}^3$$

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{тр} = 38,360 + 14,171 = 52,531 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{прод} (\text{м}^3)$:

$$V_{\text{прод}} = 1,03 \cdot 3,14 \cdot [(0,1548^2 \cdot 3015) - (177,8 - 2 \cdot 11,5) / 1000]^2 \cdot 20] / 4 = 58,0,29 \text{ м}^3$$

2.4.4.5. Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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)-100

Для тампонажного раствора нормальной плотности – ПЦТ-II-100

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

- Для цемента нормальной плотности

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1820 \cdot 10^{-3}) / (1 + 0,5) = 17,7102 \text{ т,}$$

- Для облегченного

$$G_{\text{сух}} = (1,03 \cdot 1420 \cdot 38,360 \cdot 10^{-3}) / (1 + 1,18) = 25,7363 \text{ т.}$$

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

- Для цемента нормальной плотности

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 17,7102 \cdot 0,5 = 9,56 \text{ м}^3 ,$$

- Для облегченного

$$V_{\text{в}} = 1,08 \cdot 25,7363 \cdot 1,18 = 32,80 \text{ м}^3 .$$

Для повышения времени загустевания тампонажного раствора, необходимо добавить в его рецептуру нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ) в концентрации 0,41 кг/м³.

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.

3.4.2.6. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования

В качестве цементирующего 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:

$$m_2 = G_{\text{сух}} / G_6 \quad (37)$$

- Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности

$$m_2 = 17,7102 / 13 = 1,36$$

необходима 2 машина УС6-30

- Для приготовления облегченного тампонажного раствора

$$m_2 = 25,7363 / 10 = 2,57$$

необходимо 3 машины УС6-30

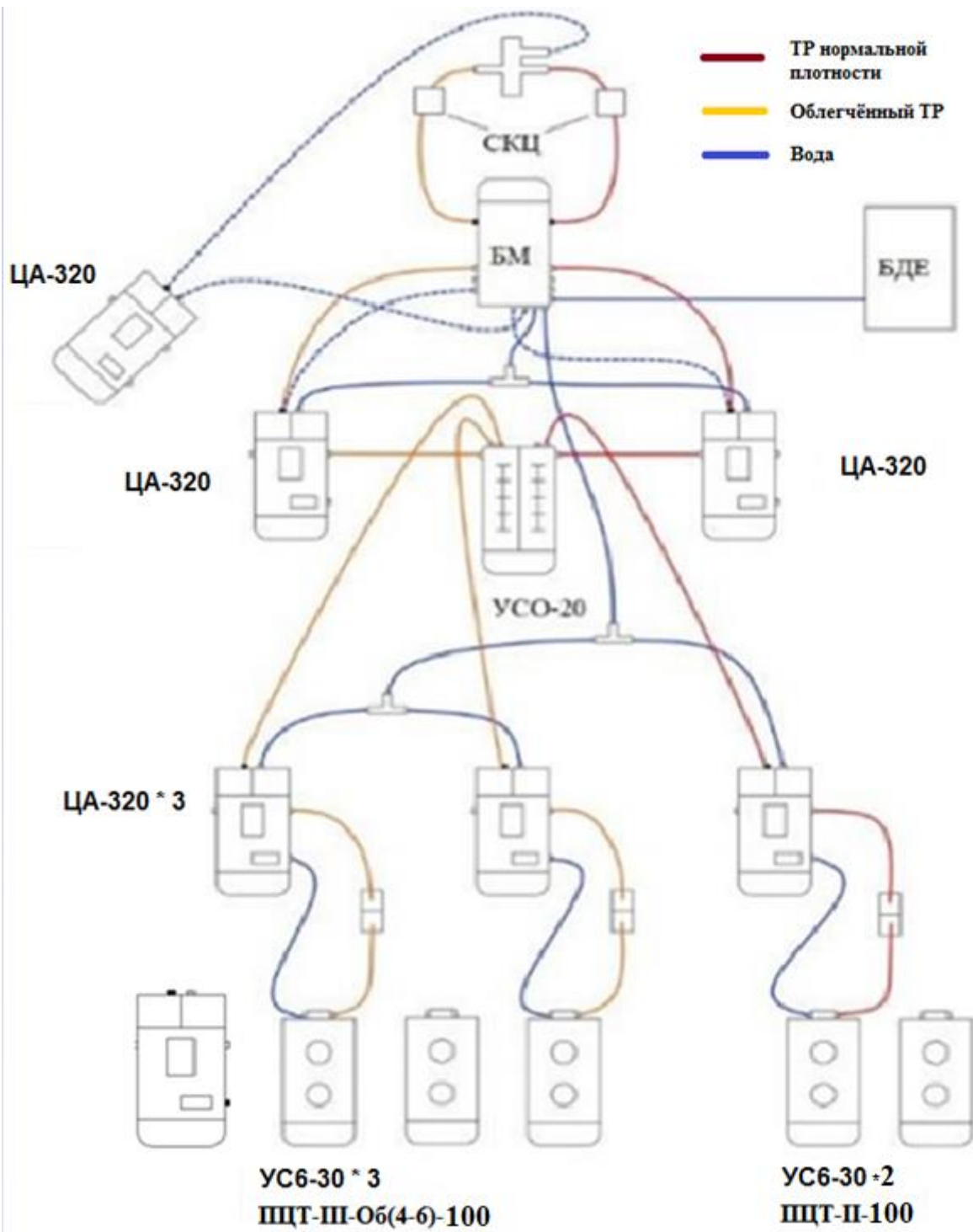


Рисунок 10 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

Таблица 40 – Расчет цементирования

Параметр	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
1	2	3
Давление гидроразрыва (0,95P _{гр}), МПа	11,42	56,1
Давление составного столба жидкости в КП (P _{гс кп}), МПа	10,43	42,98
Гидродинамические потери давления в КП (P _{гдкп}), МПа	0,47	3,92
P _{гскп} + P _{гдкп} МПа	13,98	46,9
Буферная жидкость		
Объем, м3	3,29	1,09
Плотность	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м3	3,29	1,09
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	230,48	76,25
Буферная жидкость		
Объем, м3	13,17	4,36
Плотность	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м3	13,17	4,36
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	197,55	65,35
Тампонажный раствор нормальной плотности		
Объем, м3	5,397	14,171
Плотность, кг/м3	1820	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м3	3,64	9,56
Наименование компонента	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 100
Масса компонента, тонн	6,745	17,71
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	2
Расход НТФ, кг	0,41	0,41
Облегченный тампонажный раствор		
Объем, м3	33,185	38,360
Плотность, кг/м3	1420	1420
Объем воды необходимый для приготовления, м3	28,37	32,8
Наименование компонента	ПЦТ - III - Об (4-6) - 50	ПЦТ - III - Об (4-6) - 100

Продолжение таблицы 40

Масса компонента, тонн	22,26	25,73
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	3	3
Расход НТФ, кг	0,41	0,41
Продавочная жидкость		
Объем, м3	30,068	58,029
Плотность, кг/м3	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода

2.4.3. Освоение скважины

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин.

В основе всех способов вызова притока лежат три технологических приёма создания депрессии на продуктивный пласт:

- уменьшение плотности жидкости в скважине;
- снижение уровня жидкости в скважине;
- снижение давления в интервале продуктивного пласта с помощью струйных насосов.

Технология освоения скважин эжекторными установками с очисткой призабойной зоны производится путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата.

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии.

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого

притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удастся извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут жидкости и более.

Струйная насосная установка – насосная система, которая состоит из устьевого наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование включает сепаратор, силовой насос, устьевую арматуру, КИП. Погружное оборудование включает струйный насос с посадочным узлом. При эксплуатации струйных насосных установок (СНУ) одной из главных задач является создание надежного контроля за герметичностью основных элементов погружного оборудования.

При любой схеме компоновки погружного оборудования комплекс "скважина – СНУ" содержит три смежных полости с различными давлениями движущейся в них жидкости. Каждая из полостей гидравлически связана с погружным струйным насосом. Для однотрубной схемы СНУ с пакером, по колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) к струйному насосу движется рабочая жидкость высокого давления. В подпакерном пространстве движется инжектируемая жидкость низкого давления. В затрубном надпакерном пространстве – выходящий из струйного насоса смешанный поток. В пространстве давление определяется весом столба газожидкостной смеси над струйным насосом и гидравлическими потерями. Одним из важных условий нормальной эксплуатации СНУ является герметичность элементов погружного оборудования. Основной операцией при запуске СНУ в работу является контроль герметичности.

Схема оборудования скважины струйной насосной установкой показана на рисунке 11.

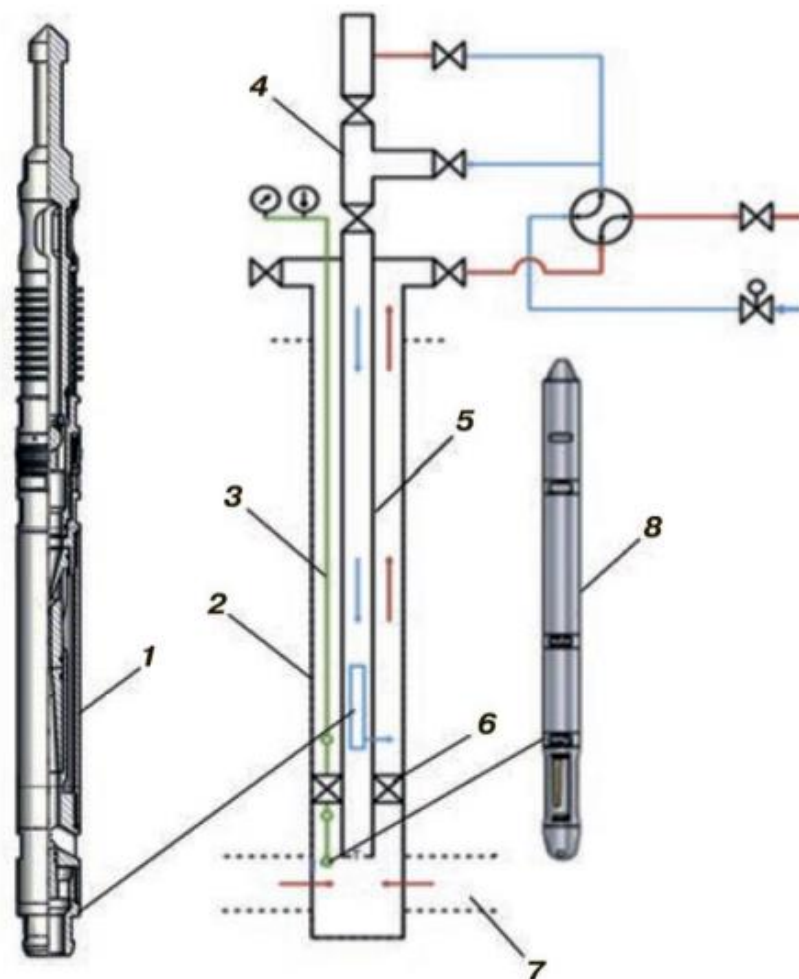


Рисунок 11 – Схема оборудования скважины установкой струйного насоса: 1 – струйный насос; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кабель; 4 – устьевая арматура; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 – пакер; 7 – пласт; 8 – блок забойной телеметрии

При эксплуатации данных компоновок рабочая жидкость от системы ППД нагнетается через НКТ в сопло струйного насоса, а смешанный поток рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству.

С помощью телеметрической системы проводятся замеры давлений под пакером (в приемной камере струйного насоса) и над ним (на выходе из диффузора струйного насоса). Замеры передаются на поверхность по кабелю. При необходимости погружной струйный насос можно извлечь из скважины для замены проточной части гидравлическим способом. Это происходит за счет переключения нагнетания воды с прямой схемы закачки на обратную, через затрубное пространство.

Спуск струйного насоса на забой осуществляются также гидравлическим путем при закачке воды в НКТ. При замене скважинного оборудования это позволяет исключить дорогостоящий текущий ремонт и глушение скважины, что существенно повышает межремонтный период (МРП) работы скважины. В аварийных ситуациях застрявший струйный насос из скважины извлекают за ловильную головку с помощью канатной техники.

Для освоения скважины была выбрана установка УЭОС-5. Основные характеристики установки:

- Освоение скважин;
- Добыча нефти;
- Глубокое дренирование и очистка пласта;
- Проходное отверстие - 51 мм;
- Глубина спуска – до 4 000 м;
- Габаритные размеры – не более 108x800 мм.

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 40.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1091 \text{ кг/м}^3, \quad (40)$$

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 41.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(46,6 + 56,7) = 206,6 \text{ м}^3 \quad (41)$$

где $V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем 1 секции эксплуатационной колонны, м^3 ;

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем 2 секции эксплуатационной колонны, м^3 ,

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 песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ3-50/60х14.

2.5. Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего по условной глубине бурения, с учетом конкретных геолого-технических условий, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъемности, позволяющей проводить спуско-подъемные операции с наиболее тяжелой бурильной и обсадной

колоннами, используемые для бурения проектируемой скважины. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями. Должны выполняться следующие условия :

$$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк} + Q^*_{свп}, \quad (42)$$

$$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об} + Q^*_{свп}; \quad (43)$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1, \quad (44)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{бк}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

* $Q_{свп}$ – вес верхнего привода (учитывается если запроектирован!), тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса бурильной колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{мах}, \quad (45)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата

($k = 1,3$);

$Q_{мах}$ – наибольший вес одной из колонн, тс.

Таблица 41 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины.

Расчеты для выбора буровой установки			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	1141,2	$[G_{кр}]$ $\times 0,6 \geq$ $Q_{бк}$	$150 > 141,2$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	1138,78	$[G_{кр}]$ $\times 0,9 \geq$ $Q_{об}$	$225 > 138,78$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	1183,6	$[G_{кр}] /$ $Q_{пр} \geq$	$250 / 183,6 = 1,361 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	2250	1	

В Томской области умеренно-холодный климат. Томская область имеет значительное количество осадков. Даже в засушливый месяц есть много дождя. Классификации климата Кеппен-Geiger составляет Dfb. Средняя годовая температура составляет 0.9 °С. В год выпадает около 610 мм осадков. Температуры являются самыми высокими в среднем в Июль, на отметке 18.8 °С. Январь является самым холодным месяцем, с температурами в среднем -18.8 °С.

	Январь	Февраль	март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Средний температура (°С)	-18.8	-15	-6.6	1.2	9.7	17.2	18.8	16.1	9.8	1.4	-8.5	-15.1
минимум температура (°С)	-22.1	-18.7	-11	-4.3	3.6	11.9	14	11.1	5.2	-2	-11.9	-18.5
максимум температура (°С)	-15.8	-11.8	-2.9	5.8	14.6	21.5	23	20.3	13.8	4.5	-5.6	-12.1
Норма осадков (мм)	36	29	33	38	52	60	69	68	56	60	58	51
Влажность(%)	77%	79%	76%	71%	64%	67%	70%	72%	71%	75%	84%	82%
Дождливые дни (Д)	7	7	7	7	8	9	9	9	9	10	11	11
долгота дня (часы)	2.0	3.2	5.4	8.9	11.4	12.7	11.8	9.6	7.1	4.5	2.1	1.6

Рисунок 12 – Климатический график Томской области

Также, исходя из месторасположения и наличия инфраструктуры в Томской области выбираем буровую установку УРАЛМАШ 4000/250 ЭСП.

3. Специальная часть исследование современных технологий ликвидации поглощений буровых растворов

3.1. Актуальность:

При бурении нефтяных и газовых скважин одной из главных наиболее часто встречающихся видов осложнений является поглощение буровых растворов. Из них наиболее сложным является катастрофические поглощения с интенсивностью, достигающей значений свыше сотни кубических метров в час.

Особенного остро данная проблема состоит при бурении поисково разведочных скважин, когда поглощения большой интенсивности возникает внезапно, а для его оперативной ликвидации на буровой нет заранее

подготовленных технических средств и эффективных тампонажных материалов, а также технологий их применения.

Исследования тампонажных смесей на основе глинистых растворов, которыми вскрыт осложненный интервал с последующим их переводом вязкоупругие расширяющие системы, представляется весьма актуальной задачей для оперативной ликвидации указанных осложнений в ряде случаев позволяют сократить время строительства скважин на 20-25%.

В связи с этим главными задачами исследования является анализ современной композиции тампонажной смеси для ликвидации катастрофических поглощений и технологии проведения тампонажных работ обеспечивающих оперативную изоляцию поглощающего интервала при бурении глубоких эксплуатационных скважин.

3.2. Введение:

Основным видом осложнений при строительстве скважин на нефтяных месторождениях Восточной Сибири являются поглощения бурового раствора, затраты, на борьбу с которыми составляют свыше 85% всего времени, затрачиваемого на борьбу с осложнениями. Ежегодно на борьбу с осложнениями затрачивает до 9-11% общего календарного времени бурения, что, несомненно, отрицательно сказывается на технико-экономических показателях буровых работ. Поглощение бурового раствора – это осложнение в скважине, характеризующееся полной или частичной потерей циркуляции бурового раствора в процессе бурения. Факторы, влияющие на возникновение поглощений бурового раствора, можно разделить на две группы: Геологические факторы – тип поглощающего пласта, его мощность и глубина залегания, недостаточность сопротивления пород гидравлическому разрыву, пластовое давление и характеристика пластовой жидкости, а также наличие других сопутствующих осложнений (обвалы, нефтегазоводопроявления, перетоки пластовых вод и др.). Технологические факторы – количество и качество подаваемого в скважину бурового раствора, способ бурения, скорость

проведения спуско-подъемных операций и др. К этой группе относятся такие факторы, как техническая оснащенность и организация процесса бурения. С работами по ликвидации поглощений бурового раствора связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учету значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложненных скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию. В связи с этим, совершенствование технологических способов ликвидации поглощений, применение новых технологий и материалов, дающих максимальный экономический результат, имеют исключительно важное значение. Поглощение буровых растворов является частым явлением, которое связано со вскрытием проницаемых пластов и представляет собой движение промывочной жидкости или цементного раствора из ствола скважины в пласт под действием избыточного (по сравнению с пластовым) гидростатического или гидродинамического давления. Все это ведёт к потере промывочной жидкости, невозможности проводить некоторые геофизические исследования, затратам времени на ремонтные работы

Одной из важнейших проблем нефтедобывающей отрасли РФ по праву считается резкое ухудшение состояния сырьевой базы как в количественном (сокращение ее объема), так и в качественном (рост доли трудноизвлекаемых запасов) отношениях. Высокопродуктивные месторождения в значительной степени выработаны, добыча на них неуклонно снижается. Обводненность добываемой продукции в целом по отрасли превысила 80%. В Западной Сибири свыше 90 % подготовленных к эксплуатации запасов являются трудноизвлекаемыми.

Перспективы роста нефтедобычи связаны с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов, шельфовыми месторождениями, районами с неразвитой инфраструктурой и сложными климатическими условиями.

Таким образом, настоящий этап развития нефтяной и газовой индустрии в России характеризуется выходом на большие глубины, увеличением объемов буровых работ для поддержания добывных мощностей на месторождениях,

находящихся на поздней стадии разработки с аномально низкими пластовыми давлениями. К этому также необходимо отнести выход на освоение месторождений Восточной Сибири, разрезы которых отличаются высокой трещиноватостью пород при градиентах первоначальных пластовых давлений ниже гидростатических. Поэтому процессе бурения могут возникать определенные осложнения.

3.3. Ликвидация катастрофических поглощений при бурении

3.3.1. Применение наполнителей (кольмотантов)

Наиболее простым способом профилактики поглощения является применение наполнителей, предназначены для закупоривания пор и трещин, по которым в пласт перетекает жидкость. Действие наполнителя сводится к образованию в трещинах и порах пласта за счёт заклинивающего действия пробок (тампонов), которые с течением времени разрастаются и в процессе фильтрации раствора под действием перепада давления уплотняются. В качестве наполнителей используют отходы промышленного производства: опилки, слюду, целлофан, резину, древесину, асфальт и др. Наполнители разделяются на волокнистые, пластинчатые и зернистые (гранулированные), характеристика от ООО «Промышленная химия» ГК «Миррико» представлена в таблице 42

Таблица 42 - Кольмотанты-наполнители, выпускаемые ООО «Промышленная химия» ГК «Миррико»

Марка кольмотанта	Фракция	Природа материала
Умс	от 5 до 400 мкм	Мрамор
Кольмотант КС-	Менее мм	Волокнистые материалы на основе древесной целлюлозы и продуктов деревообработки
Кольмотант КС-З	От 2 до 3 мм	
Кольмотант КС- О	От 3 до 10 мм	

Продолжение таблицы 42

Atren Renap	От 1 до 3 мм	Фракционированная резиновая крошка
Atren Ores	От 4 до 15 мм	Скорлупа кедровых орехов
Atren GAP B Апеп GAP C	от до 10 мм	Морская
Seurvey R	СП до 4 мм	Сшитый полиакриламид

Все перечисленные марки наполнителей, кроме Atren Renap, являются кислоторастворимыми и с легкостью могут быть удалены из пласта.

Наполнители вводят в основном в структурированные жидкости, где легко обеспечивается равномерное распределение частиц в массе раствора. Поэтому закупорка трещин частицами наполнителя сопровождается образованием фильтрационной корки последующим накоплением дисперсной фазы.

В современных условиях, данных кольматантов недостаточно для ликвидации катастрофических поглощений или снижения их интенсивности до приемлемых уровней.

Эффективность закупоривания определяется размером частиц и их формой, фракционным составом наполнителя, его концентрацией и видом исходного материала (таблица 43).

Таблица 43 - Выбор размеров частиц наполнителей в зависимости от размеров пор

Размер каналов, мм	Размер наполнителя, мм	Кольматанты-наполнители ГК «Миррнко»
0,25...5,0	0,1...0,5	УМС, Кольматант КС-1
1,0...5,0	0,5...2,0	Aren Gap, Atren Renap, Seurvey R
5,0...20,0	2,0...7,0	Кольматант КС-3, КС- 1 О, Atren Renap, Atren (Ores, Atren (Зап, «Seurvey R»
>20,0	>10,0	Atren Ores

3.3.2. Применение эжекторного насоса

Существует ряд технологий по принудительной гидроструйной кольматации стенки скважины твёрдой фазой и полимерными реагентами, которые позволяют упрочнять стенки ствола скважины и изолировать проницаемые зоны, снижая объём фильтрата, проникающего в коллектор.

Более логичным для ликвидации с этой целью может быть использован наддолотный эжекторный насос ЭЖГ (рисунок 15).

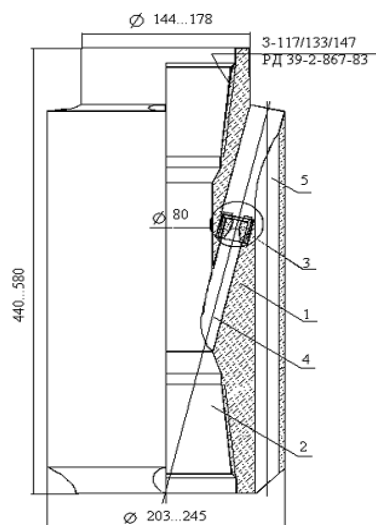


Рисунок 13 – Устройство эжекторного насоса:

1 – корпус, 2 – вертикальный канал, 3 – активное сопло, 4 – подводящий канал, 5 – соединительный канал.

Для прохождения зон катастрофических поглощений разработана новая технология их прохождения с применением ЭЖГ. В последнее время широкое распространение приобретает технология вскрытия продуктивного пласта на депрессии. Это достаточно сложная и дорогая технология, требующая основательной подготовки к проведению работ, большого количества специальной техники и квалифицированных специалистов для проведения данного вида работ. Помимо всего прочего эта технология не может применяться в скважинах, разрез которых сложен неустойчивыми породами, т.к. при применении данной технологии депрессия создаётся не только в зоне вскрытия пласта, а по всему стволу скважины.

Данные недостатки можно исключить, если применить иной подход к бурению на депрессии.

Традиционно считается, что снизить давление на забой можно лишь снижением плотности бурового раствора, включая его аэрацию, но никто не рассматривал вопрос о применении специальных устройств - эжекторных насосов, которые также могут снижать гидростатическое давление на пласт.

Оборудование гидронасоса устанавливается над долотом и спускается в скважину в составе компоновки низа бурильной колонны.

Эжекторный гидронасос работает следующим образом. В соответствии с гидравлическим расчетом в долото устанавливаются насадки одного диаметра. Затем в долото опускается один или два шарика диаметром на 3 – 4 мм больше диаметра насадки долота (для создания ассиметричной промывки). Над долотом устанавливается эжекторный гидронасос, а сверху – компоновка низа бурильной колонны. Собранный компоновка спускается на забой. После чего подается буровой раствор, при этом часть бурового раствора проходит через насадки долота и используется для очистки забоя, а другая часть обеспечивает работу ЭЖГ. При подаче бурового раствора на сопло струйного насоса высоконапорная струя поступает в камеру смешения. За счет высокой скорости смешанного потока в месте соединения камеры смешения и соединительного канала создается разрежение, и жидкость из зоны работы долота вместе со шламом через соединительные каналы выходит в кольцевое пространство, ударяется о стенку скважины, упрочняя ее. За счет высокой скорости движения жидкости в кольцевом пространстве и ограниченного расстояния между стенкой скважины и корпусом гидронасоса, в этом кольцевом пространстве создается эффект дополнительной эжекции, т.е. при работе создается двухстадийная эжекция, что позволяет создавать значительную депрессию в зоне работы долота.

В результате промысловых экспериментов (таблица 44) на месторождениях Сахалина, Саратова, Республики Татарстан, Западной Сибири доказано, что вполне реально увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото от 25 до 200%. Увеличение скорости бурения происходит за счёт снижения гидростатического давления в зоне работы долота. Расчёты

показывают, что в зависимости от перепада давления на долоте и ЭЖГ снижение гидростатического давления в зоне работы долота могут достигать от 3,0 до 8,0 МПа, что при глубине бурения 1200м, гидростатическое давление на забое может составлять 6,0...4,0 МПа. Ещё основным преимуществом применения данной технологии является то, что в случае неконтролируемого выброса, при прекращении циркуляции, гидростатическое давление восстанавливается, что невозможно при существующей технологии аэрации промывочной жидкости.

Таблица 44 – Средние показатели работы ЭЖГ в России

№	Месторождение	Интервал бурения; диаметр ствола скважины, мм	Механическая скорость, метров в час		Проходка, м		Увеличение показателей, %		Экономия долот
			станд.	с ЭЖГ	станд.	с ЭЖГ	Механическая скорость	проходка	
1	Мирзоево (роторное бурение)	700-2001; 295	7,9-9,8	18-22	150-200	450-500	125	200	5
		2001-3602; 215,9	2,4-3,7	4,9-7,1	70-100	220	100	120	8
2	Саратовское УБР (роторное бурение)	1488-1783; 215,9	1,5	3	38	74	112	105	2
3	Черногорское (бурение турбобуром)	42-1013; 215,9	24	42	600	1000	75	66	1
4	Ершовое (бурение турбобуром)	2101-3001; 215,9	8,5	11,4	229	71	33	53	2
5	Мельниковское (роторное бурение)	1273-1446	1,8	11,6	-	-	445	-	-

Данная технология позволяет проходить зоны катастрофических поглощений с минимальными потерями бурового раствора, но не ликвидировать их.

3.3.3. Полимерный реагент ПБС

Для ликвидации зон катастрофических поглощений компанией ООО «ИННОЙЛ» был разработан полимерный реагент ПБС и способ его применения. Впервые данная технология была испытана на месторождениях НГДУ «ТатРИТЭКнефть». Заколонные перетоки характеризовались высокой приёмистостью (свыше 500м³ /сут при давлении 2,0 МПа).

Традиционными способами ликвидировать их не удалось. В скважину закачивалось до 100м³ цементного раствора с наполнителем, но ликвидировать данное осложнение не удалось, приёмистость практически не изменялась. Было принято решение, в качестве эксперимента, закачать реагент ПБС. Закачка 41 реагента ПБС проводилась в углеводородной среде (нефти) в количестве 120кг на 1 нарушение. При закачке использовалось стандартное оборудование. Продавка реагента производилась водой. Из 6 обработанных скважин на 5 – заколонный переток был ликвидирован. Обработка одной скважины была неудачна, т.к. количество реагента ПБС составило всего 60 кг. В числе 5 удачно обработанных скважин, одна была нагнетательная. В эту скважину также было закачено 120 кг реагента ПБС и, через 24 часа скважина была запущена под закачку, переток был ликвидирован, что говорит о высоких тампонирующих свойствах данного реагента. Также данная технология прошла испытания на Хасырейском месторождении по ликвидации катастрофического поглощения при бурении в карбонатных породах. Изоляционные работы проводились в интервале 1160- 1204,0 м. Перед началом работ была произведена промывка интервала поглощения от остатков соляной кислоты. Доподняли воронку до глубины 1157м. При закрытом превенторе закачали в бурильные трубы пресную воду 10 м³ , 0,5м³ безводной нефти, суспензию реагента ПБС в количестве 50 кг на 1м³ безводной нефти, количество реагента ПБС – 300кг, объём суспензии

составил 6,0 м³ , далее продавка - 14м³ пресной воды. В процессе закачки определяли приёмистость скважины: вначале приёмистость на воде составляла 35 м³ /час, при 0 атм, затем давление плавно поднялось до 10 атм, при закачке суспензии приёмистость снизилась до 21 м³ /час при давлении 30 атм. После реагирования в течение 4 часов произвели промывку скважины, вымыли нефть и часть реагента. После спуска воронки на забой и заменой воды на глинистый буровой раствор поглощение прекратилось. Применение реагента ПБС в добывающих и нагнетательных скважинах для ликвидации заколонных перетоков обусловлено рядом его физикохимических свойств:

- Реагент ПБС представляет собой тонкодисперсный порошок с насыпной плотностью 900-1100кг/м³ ;
- Реагент ПБС полимеризуется в зоне проведения ремонта при контакте с водой;
- Реагент ПБС обладает высокой адгезией к поверхности породы;
- Реагент ПБС после полимеризации устойчив к воздействию агрессивных сред;
- В процессе полимеризации реагент ПБС увеличивается в объеме до 50 раз;
- Время полимеризации реагента ПБС при контакте с водой составляет от 20мин до 3 часов.
- В нефтенасыщенной части пласта реагент ПБС остаётся инертен, в объёме не увеличивается и легко выносятся из порового пространства.

Результатом применения технологии является снижение отбора воды в добывающих скважинах, восстановление целостности эксплуатационных колонн добывающих и нагнетательных скважин и ликвидация поглощений при бурении.

В качестве объектов применения данной технологии выбирают скважины, в которых геофизическими или другими методами обнаружены заколонные перетоки или установлено катастрофическое поглощение.

При выборе объектов промысловых работ должны выполняться следующие геолого-технологические требования, обеспечивающие корректные условия проведения работ:

- Температура в зоне ремонта от 0С до +130С.
- Приемистость в зоне нарушения должна быть не менее 100 м³ /сутки при давлении 50 атм. 43
- Технология наиболее применима в трещиноватых коллекторах (карбонатах) или терригенных коллекторах с катастрофическим поглощением (от 1м³ / час при циркуляции жидкости до условия без выхода циркуляции).

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1. Основные направления деятельности предприятия

ООО «Газпром бурение» — генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и единственный буровой подрядчик на Приразломном месторождении в Печорском море.

Буровая компания обладает мощным производственным потенциалом и применяет весь спектр современных технологий, используемых в процессе бурения, в том числе технические и программные средства, позволяющие производить технологический, геологический и геофизический контроль строительства скважин. Профессиональные и инвестиционные ресурсы ООО «Газпром бурение» направляет на развитие и рост, модернизируя собственные производственно- технологические активы и повышая квалификацию персонала.

ООО «Газпром бурение» имеет четыре производственных филиала: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Оренбург

бурение» (в том числе экспедиция в г. Иркутске), представительства в г. Санкт-Петербурге и г. Тюмени, а также три дочерних общества.

4.1.2. Организационная структура предприятия

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 6 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей:

1. Подразделение первого заместителя директора – технический директор;
2. Заместитель директора по маркетингу;
3. Заместитель директора по экономике и финансам;
4. Заместитель директора по общим вопросам;
5. Заместитель директора по работе с персоналом;
6. Заместитель директора по безопасности.

Рассмотрим подробнее технологический отдел, который состоит из лаборатории буровых и тампонажных растворов и трех групп по бурению, по заключительным работам и группа сервиса системы очистки.

В данной главе рассмотрим организационную структуру предприятия технологического отдела, а именно буровые работы. Основные работы осуществляются силами буровых бригад, которые работают вахтовым методом. Буровая вахта длится от 8 до 12 часов.

Руководит буровой бригадой буровой мастер, отвечающий за все, что происходит на площадке и поселке вахтовиков.

В буровой бригаде обычно три буровых вахты и одна запасная вахта на две бригады. Каждая состоит из четырех человек.

1. Бурильщик (5 или 6 разряд) несет персональную ответственность за все, что происходит на буровой площадке. В его вахту во время бурения и спуска-

подъемных операций находится за пультом бурильщика. Ведет записи о проделанной работе в журнале бурового мастера после каждой вахты.

2. Первый помощник бурильщика (4 разряд) следит за состоянием и исправностью бурового оборудования, осуществляет контроль за параметрами бурового раствора и принимает участие в его обработке.
3. Второй помощник бурильщика (3-4 разряд) включает и выключает буровые насосы, участвует в работе по приготовлению, обработке, очистке бурового раствора.
4. Третий помощник бурильщика (3 разряд) работает под руководством первого помощника бурильщика. Следит за чистотой на буровой площадке и в домике отдыха.

Кроме буровых вахт в состав буровой бригады так же входят слесари по ремонту и обслуживанию оборудования, дизелисты или электромонтеры, инженер по буровым растворам или лаборант.

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

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (46)$$

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:

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (47)$$

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 200/216 л $\approx 0,2\rho_{\text{ж}}$ кг).

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы А.1 по всем проектируемым интервалам в приложении А.

5. Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

К данному методу организации трудового процесса не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца.

Во избежание несчастных случаев рабочие места должны быть максимально защищены от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочих зон.

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ (ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии»

5.2. Производственная безопасность

При основных технологических процессах на буровой установке имеет место проявление действия ряда опасных и вредных производственных факторов. В рамках данного раздела будут рассмотрены наиболее вероятные и пагубные. Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 45.

Таблица 45 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015) при эксплуатации	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. ГОСТ Р5 ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека.
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	ГОСТ Р 55710-2013 Система стандартов безопасности труда. Освещение рабочих мест внутри зданий.
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СаНиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы.

Продолжение таблицы 45

Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.

5.3. Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего

5.3.1 Повышенные уровни шума и вибрации

Источниками вибрации на буровой установке могут являться такие механизмы как буровые насосы, вибросита, электромоторы, разбалансированные вращающиеся элементы. Продолжительные вибрации вызывают поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты, производить своевременный ремонт и балансировку, устанавливать амортизаторы, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

Допустимые уровни вибрации контролируются по ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы, лебедка, система очистки бурового раствора и др.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных

операциях, при работе буровой лебедки, вибростата и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. Для уменьшения негативного воздействия шума используются наушники, вкладыши и коллективные средства защиты.

5.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

Воздействие данного фактора может проявляться в ухудшении зрительного функционирования, воздействии на психику и эмоциональное состояние человека, вызывании усталости центральной нервной системы.

Согласно документу ГОСГОРТЕХНАДЗОРа России «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны буровой площадки должны обеспечивать освещенность:

- роторного ствола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк;

5.3.3 Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать

развитие хронических заболеваний, раздражение органов чувств, заболевание верхних дыхательных путей.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК), которые контролируются согласно требованиям ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 46 общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе.

Таблица 46 - ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: Углеводороды	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СанПиП 2.04.05-91. СИЗ органов дыхания - респираторы и противопыльные тканевые маски по ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ.

5.3.4 Движущиеся части и механизмы

На всех этапах работ на буровой площадке оборудование находится в постоянной динамике. При некорректной эксплуатации, ошибках буровой бригады и неисправности оборудования работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником

являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

Требования к работе с движущимися механизмами согласно ГОСТ 12.2.003-91: конструкция оборудования должна исключать возможность их самопроизвольного смещения, движущиеся части производственного оборудования должны быть ограждены, должны быть установлены защитные 83 устройства: ограждения, концевые выключатели, ремонт и обслуживание проводятся только в отключенном состоянии, в зоне работы и обслуживания вывешиваются предупреждающие надписи и знаки, используются сигнальные цвета, согласно ГОСТ 12.4.026-2001. Каждый работник должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты: защитная каска, защитные очки, защитные сапоги.

5.3.5 Пожаровзрывоопасность

По классификации пожароопасных зон площадка изысканий относится к категории II-III (расположенные вне помещения зоны, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61°C или твердые горючие вещества). Основными причинами пожаров на производстве могут являться:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);
3. Удар молнии;
4. Разряд статического электричества [24].

Для устранения причин пожара электрического характера необходимо: регулярно контролировать сопротивление изоляции электрической сети, принять меры от механических повреждений электрической проводки. Во всех электрических цепях устанавливается отключающая аппаратура (предохранители, магнитные пускатели, автоматы).

Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, должны проходить первичный и вторичный противопожарный инструктаж. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков. Результаты проверки оформляются записью в «Журнал регистрации обучения видов инструктажа по технике безопасности» согласно ГОСТ 12.1.004-91 [31].

Для быстрой ликвидации возможного пожара на территории базы располагается стенд с противопожарным оборудованием согласно ГОСТ 12.1.004-91 [31]:

- огнетушитель марки ОВП-10 и ОП-10 (з) – 2 шт.;
- ведро пожарное – 2 шт.;
- багры – 3 шт.;
- топоры – 3 шт.;
- ломы – 3 шт.;
- ящик с песком, 0,2 м³ – 2 шт.

5.3.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

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

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

- все технологические операции, выполняемые на приёмных и питающих линиях, должны проводиться по заранее установленной и утвержденной системе команд, сигнализации и связи;
- с целью предупреждения работающих об опасности поражения электрическим током широко используют плакаты и знаки безопасности [30].
- Помощь пораженному электротоком необходимо оказывать немедленно, не теряя ни минуты.

5.3.7. Экологическая безопасность

В ходе строительства скважины, основное воздействие на атмосферу осуществляется: продуктами сжигания получаемого природного газа, двигателями внутреннего сгорания, которые применяются как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте.

Несомненно, наиболее разрушительное воздействие на окружающую среду происходит в период аварийных выбросов пластовых флюидов, а, следовательно, компонентов бурового раствора при неуправляемом фонтанировании.

Однако, уже до начала вскрытия продуктивных горизонтов скважина оборудуется специализированным противовыбросовым оборудованием, способным воспрепятствовать спонтанному фонтанированию скважины.

При разработке мероприятий по сокращению выбросов целесообразно учитывать следующие мероприятия общего характера: регулярный контроль за точным соблюдением регламента производства, регулярный контроль во времени за работой спецтехники и агрегатов, использование высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ, проектной документацией предусматривается контроль за герметичностью циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов водопароснабжения и другого технологического оборудования.

Для уменьшения попадания в атмосферу выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания, следует использовать в буровых установках электропривод, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. Актуален так же и полный переход на дизельные двигатели с максимальным экологическим классом. Что касается очистки бурового раствора, необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

Воздействие на гидросферу. 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.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86 сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

Основными потенциальными источниками загрязнения водной среды являются: склады ГСМ, блоки приготовления буровых и технологических растворов, продукты испытания скважины и др. Попадание загрязняющих веществ в водоем (прямое или путем смыва с площадки водосбора) может происходить в результате их утечки через неплотности, нарушения обваловки, непосредственного сброса в окружающую среду при возникновении аварийных ситуаций.

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.

Воздействие на литосферу. На этапе подготовительных для строительства скважины работ, нередко производится вырубка леса, засорение мусором и отходом почвы, полное уничтожение растительности или повреждение почвенного слоя на месте объекта. Также, во время бурения имеется вероятность загрязнения почвы пластовым флюидом, химическими реагентами бурового раствора.

Для предотвращения загрязнения следует уделять особое внимание герметичности шламовых амбаров и незамедлительно предотвращать утечки

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. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. 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.

5.3.8. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 47.

Таблица 47 - Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ (ГНВП)	Метеорологические опасные
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций 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.

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 данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Тюменскую свиту нефтяного месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен профиль скважины с горизонтальным окончанием, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление, под кондуктор ВЗД и совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для комбинированной эксплуатационной колонны.

Литологическая характеристика разреза показала, что он сложен породами, с высокой плотностью и абразивностью, в связи с этим были выбраны долота, способные противостоять нагрузкам, возникающим при контакте абразивными породами.

Для бурения интервала под направление выбран бентонитовый буровой раствор. Учитывая осложнения, которые возможны на данном интервале (осыпи и обвалы), целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

В интервалах под кондуктор применяем полимер-глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что в этой части разреза скважины присутствуют известняки, глины, песчаники, аргиллиты, алевролиты, а также наблюдаются такие осложнения, как поглощения, кавернообразования.

Интервал бурения эксплуатационную колонну сложен известняками, аргиллитами, углем, алевролитами, песчаниками, а также в нем находится

продуктивный пласт и для его наименьшего загрязнения выбираем биополимерный буровой раствор.

В специальной части проведены теоретические и аналитические исследования методов ликвидации катастрофических поглощений буровых растворов при бурении скважин в России, в частности Восточной Сибири. Применение современных технологий позволяет качественно и с минимальными затратами бороться с поглощениями. Данный вид осложнения при бурении оказался одним из самых актуальных, экономически затратных и труднорешаемых проблем в буровой промышленности. Следует отметить, что основная причина поглощения бурового раствора заключается в разнице давления гидростатического столба жидкости и давления пластового флюида. Также важное значение имеет характер породы, образующей зону поглощения, в частности ее пористость, кавернозность и наличие трещин.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия; структура предприятия, которое проводит сервисные работы, в том числе бурение нефтяных и газовых скважин; сметная стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

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

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы).
3. Скважинный расширяющийся фильтр [Электронный ресурс] // URL: <https://poleznayamodel.ru/model/13/139250.html>, свободный – Загл. с экрана.
4. Профильный перекрыватель [Электронный ресурс] // URL: <https://www.ngpedia.ru/id249191p1.html>, свободный – Загл. с экрана. Дата обращения: 23.09.2021.
5. Пат. 2020292 Россия №5062237. (Наддолотный эжекторный гидронасос) Евстифеев С.В. Заявлено. 15.09.1992; Оpubл. 30.09.1994.
6. Аксенова, Н. А. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами : монография / Н. А. Аксенова, В. П. Овчинников, А. Е. Анашкина. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2018. — 134 с. — ISBN 978-5-9961-1797-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/138233>. — Режим доступа: для авториз. пользователей.
7. Степанов В.Н. Разработка и исследование технологий ликвидации поглощений буровых растворов: Дис. канд. тан. наук: 2500.15. — Тюмень, 2007. — 157 с.
8. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. — Оренбург: Летопись, 2005. — 664 с.
9. Назаров В.И., Сидорова Т.К. и др. Использование действия высоконапорных струй при строительстве скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Обзорная информация. Сер. Бурение.

10. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 –Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства.

11. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-12ти «Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года».

12. Трудовой кодекс Российской Федерации 30.12.2011 N 197-ФЗ глава 47 (ред. от 16.12.2019) «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [Электронный источник] / http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/b28df2870d3c3b2aeb65f905c59c7ddc1b139dd0 , свободный – Загл. с экрана

13. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя – Введен 1979-01-01. – постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 26 апреля 1978 г. N 1100

14. ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». – Введ. 2017-03-01. – межгосударственным советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол от 10 декабря 2015 г. N 48)

15. СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 36

16. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий». – Введ. с момента утверждения. – постановлением Госкомсанэпиднадзора России от 31 октября 1996 г. N 40

17. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». – Введ. с момента утверждения. – утвержденных Минздравом СССР от 31.03.86., N 4088-86

18. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». – Введ. 1996-01-01. – постановлением Минстроя России от 2 августа 1995 г. N 18-78 в

качестве строительных норм и правил Российской Федерации взамен СНиП II-4-79.

19. ГОСТ 12.1.038-82 «Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов». – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987

20. ГОСТ 17.2.3.02-78 «Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями». – Введ. 1980-01-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24 августа 1978 г. N 2329 дата введения установлена 01.01.80

21. ГОСТ 17.1.3.12-86 «ОБЩИЕ ПРАВИЛА ОХРАНЫ ВОД ОТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА НА СУШЕ». – Введ. 1987-07-01. – постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 26 марта 1986 г. N 691

22. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов.

Приложение А

Таблица А.1 – Результаты расчета стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

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.	
Сода каустик	уп	4,5	25	3	13,5	6	27	4	18	58,5
Сода кальцинированная	уп	1,56	40	0	0	0	0	8	12,48	12,48
PETRO PAC HV	уп	5,5	25	0	0	3	16,5	0	0	16,5
Mud expert	уп	25	200	0	0	1	25	10	250	275
PETRO PAC LV	уп	3,3	25	0	0	2	6,6	0	0	6,6
TELKO	уп	40	200	0	0	0	0	2	80	80
PETRO BENT	уп	2,5	25	200	500	109	272,5	0	0	772,5
<u>DUOVIS NS</u>	уп	4	25	0	0	0	0	49	196	196
Барит КБ-3	уп	8,5	1000	11	93,5	39	331,5	0	0	425
СНПХ-1050	уп	8,1	25	0	0	0	0	1	8,1	8,1
MODIFIED STARCH	уп	1,2	25	0	0	0	0	16	19,2	19,2
BASIS	уп	3,5	1000	0	0	0	0	16	56	56
ТЕРРАПАН	уп	2,5	25	0	0	0	0	8	20	20
Итого:										1945,58