

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Силурийскую систему нефтяного месторождения

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Бутаков Артур Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности 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
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		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
		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
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
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	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;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		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
		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
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в 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

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	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	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 процессах 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
	скважин.		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 нефтегазопромыслового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ
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

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	1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.	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)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	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 И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ 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 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

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 образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Бурение нефтяных и газовых скважин»)

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. руководителя отделения

_____ Мельник И.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Бутаков Артур Андреевич

Тема работы:

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП, предусмотреть термоизолированное направление 30 м - Интервал отбора керна: - - Тип профиля: наклонно-направленный - Данные по профилю: длина вертикального участка 150 м, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта T1=700 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м. - Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения - Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать - Диаметр хвостовика: выбрать - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый - Конструкция забоя: фильтр хвостовик Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/струйный насос/компрессирование
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	- ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Геологические условия бурения - Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) - Зоны возможных осложнений - ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ - Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины - Обоснование конструкции скважины - Обоснование конструкции эксплуатационного забоя - Построение совмещенного графика давлений - Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска - Выбор интервалов цементирования - Расчет диаметров скважины и обсадных колонн - Проектирование обвязки устья скважины

	2.3. Проектирование процессов углубления 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Разработка гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет и обоснование параметров цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов 2.4.3. Проектирование процессов испытания и освоения скважины 2.5. Выбор типа фонтанной арматуры 2.6. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Бутаков Артур Андреевич		

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. Негерметичность обсадных колонн	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
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Бутакову Артуру Андреевичу

Школа	ИШПР	Отделение	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 о 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 ОГСН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Бутаков Артур Андреевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Бутаков Артур Андреевич

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 Силурийскую систему невяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технический проект на скважину Область применения: бурение скважин на нефтяном месторождении (ЯНАО)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) • Статья 297; • Статья 298; • Статья 300; • Статья 301; – Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ – ГОСТ 12.2.033-78 “Рабочее место при выполнении работ стоя”.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Повышенный уровень шума на рабочем месте – Повышенный уровень вибрации – Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении – Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения – Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий

	– Пожаровзрывоопасность
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. Гидросфера: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. Литосфера: – Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы ГСМ.

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

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	Бутаков Артур Андреевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 132 страницы, 38 таблиц, 41 рисунок, 24 литературный источник, 2 приложения.

Ключевые слова: скважина, строительство скважины, буровое оборудование, шлам, очистка бурового раствора.

Объектом исследования является Силурийская система нефтяного месторождения.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием с применением хвостовика.

Цель работы достигается путем выполнения ряда задач:

- 1) анализ технической документации, отраслевых норм и правил при проектировании строительства скважины;
- 2) анализ геологических условий бурения;
- 3) проектирование профиля скважины согласно требованиям технического задания;
- 4) выбор и расчёт оптимальных параметров конструкции скважины;
- 5) проектирование бурильной колонны, компоновки низа бурильной колонны, обсадной колонны;
- 6) проектирование процессов крепления и заканчивания скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3313 метров, мероприятия по организации строительства, охране труда и окружающей среды.

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

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

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

ММП – многолетнемерзлые породы

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;

АВПД – аномально-высокое пластовое давление;

НКТ – Насосно-компрессорные трубы;

ЦСГО – центральная система грубой очистки

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	17
ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ.....	18
ВВЕДЕНИЕ.....	22
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	23
1.1 Геологические условия бурения.....	23
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	27
1.3 Зоны возможных осложнений	27
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	30
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	30
2.2 Обоснование конструкции скважины	31
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	31
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	31
2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска.....	32
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	33
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	33
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	34
2.3 Проектирование процессов углубления	36
2.3.1 Выбор способа бурения.....	36
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	37
2.3.3 Выбор типа калибратора	38
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото.....	38
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	39
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора.....	40
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	43

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	45
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	50
2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины ...	55
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	57
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	66
2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины	69
2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	71
2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважины	74
2.5 Выбор типа фонтанной арматуры	76
2.6 Выбор буровой установки.....	77
3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ.....	78
3.1 Вибрационные сита.....	78
3.2 Гидроциклоны (ПЕСКО- И ИЛООТДЕЛИТЕЛИ)	83
3.3 Центрифуги.....	89
3.4 Ситогидроциклонной установки	92
3.5 Блоки химического усиления центрифуг	95
3.6 Блоки осушения и утилизации шлама	100
3.7 ЦСГО	102
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	106
4.1 Общая характеристика предприятия.....	106
4.1.1 Схема и описание организационная структура управления предприятием.....	107
4.1.2 Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин	110

4.3 Расчет стоимости компонентов для приготовления бурового раствора	112
5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	114
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	114
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны ..	115
5.2 Производственная безопасность	116
5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	117
5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте	117
5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении	121
5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	122
5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током .	123
5.3.6 Пожаровзрывоопасность	125
5.4 Экологическая безопасность.....	127
5.4.1 Защита атмосферы	127
5.4.2 Защита гидросферы.....	128
5.4.3 Защита литосферы	129
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	129
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	133
Приложение А	136

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 технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Сулурийский горизонт нефтяного месторождения, глубиной 3313 м.

Особенностью данной скважины является наличие одного пласта с АВПД. В разрезе имеются 4 нефтяных горизонта.

В Четвертичной, Меловой, Юрской, Триасовой, Пермской горизонтах, а также в Девонской системе возможно поглощение бурового раствора, в связи со вскрытием трещиноватых известняков.

В Четвертичной, Меловой, Юрской, Триасовой, Каменноугольной системах возможны интенсивные осыпи и обвалы стенок скважины, вызванные нарушением следующих параметров:

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

Также на протяжении В Четвертичной, Меловой, Юрской и Триасовой системах присутствуют прихватоопасные зоны

Для достижения поставленной цели ставятся следующие задачи:

- анализ горно-геологических условий бурения;
- расчет профиля скважины, по техническому заданию;
- выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептур;
- проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Разрез скважины представлен породами от мягких до крепких, поэтому необходимо проектировать соответствующий породоразрушающий инструмент для каждого интервала, позволяющий бурить в определённой категории прочности и абразивности пород.

Продуктивный пласт – сложен известняками, аргилитами, песчаниками. Максимальная температура наблюдается на интервале продуктивного пласта 92,4°C.

Присутствует участок с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) в интервале продуктивного пласта. Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам, пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород представлен на рисунках 1–3.

Физикомеханические свойства горных пород по разрезу представлены в на рисунках 5-6.

Давление и температура по разрезу скважины представлены на рисунке 7.

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град		Коэффициент кавернзности
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
		КАЙНОЗОЙСКАЯ+МЕЗОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМЫ	KZ+MZ			
0	420	Четвертичная + Меловая +Юрская + Триасовая системы	Q+K +J +T	1-5	-	1,5
		ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ЭРАТЕМА	PZ			
420	1160	Триасовая система+ Пермская система, Татарский отдел	T+P ₃	1-5	-	1,3
1160	1450	Пермская система, Биармийский отдел	P ₂	1-5	-	1,3
1450	1900	Пермская система, приуральский отдел + Каменноугольная система, верхний отдел	C ₃ +P ₁	1-5	-	1,2
1900	2500	Каменноугольная система, средний отдел + Девонская система, Верхний отдел	D ₃ +C ₂	1-5	-	1,2
2500	4500	Девонская система, Средний+Нижний отделы + Силурийская система	D ₂₊₁ + S	1-5	-	1,15

Примечание 1: Коэффициент кавернзности уточняется по данным ГИС

Рисунок 1 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
Q+K +J +T	0	420	глина песок, супесь суглинок алеврит	50 30 10 10	Глины, суглинки, алевриты, пески и супеси. Зона ММП (часто с отрицательными значениями температуры пород).
T+P ₃	420	1160	базальт туф брекчия песчаник глина	40 20 20 10 10	Вулканогенные осадочные породы: базальты амфиболизированные, туфы, брекчии, а также подчиненные песчаники и глины.
P ₂	1160	1450	песчаник глина алевролит известняк доломит	20 20 20 20 20	Переслаивание известняков, доломитов, глин, алевролитов, песчаников

Рисунок 2 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
C ₃ +P ₁	1450	1900	известняк доломит глина гл. сланец	30 30 20 20	Известняк, доломит, глины, глинистые сланцы
D ₃ +C ₂	1900	2500	известняк доломит глина гл. сланец	40 40 10 10	Известняк, доломит, глины, глинистые сланцы
D ₂₊₁ + S	2500	4500	известняк доломит глина	40 40 20	В верхней части известняки, доломиты с прослоями глины. В Силуре доля глин возрастает.

Рисунок 3 – Стратиграфический разрез скважины с указанием типа горных пород

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Твердость, МПа	Абразивность	промысловая классификация (М, С, Т и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Ех10 ⁴ МПа	Гидратационное разуплотнение (разбухание) породы
	от	до													
Q+K +J +T	0	420	глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да
			песок	2000	10-30	50	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	5	М	0,44	0,2	нет
			суглинок	2100	10-15	0,2	5-75	0	н.д.	300	3	М,С	0,4	0,3	нет
			алеврит	2000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	3	М,С	н.д.	н.д.	нет
T+P ₃	420	1160	базальт	3000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	К	н.д.	н.д.	нет
			туф	2700	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	К	н.д.	н.д.	нет
			брекчия	3000	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	К	н.д.	н.д.	нет
			песчаник	2400	5-30	50	10	н.д.	н.д.	1200	7	С, Т	0,2	0,5	нет
			глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да

Рисунок 4 – Физикомеханические свойства горных пород по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Твердость, МПа	Абразивность	промысловая классификация (М, С, Т и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Ех10 ⁴ МПа	Гидратационное разуплотнение (разбухание) породы
	от	до													
P ₂	1160	1450	песчаник	2400	5-30	50	10	н.д.	н.д.	1200	7	С, Т	0,2	0,5	нет
			глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да
			алевролит	2200	3-15	0,20	15	н.д.	н.д.	1000	6	С	0,2	1,2	нет
			известняк	2600	5-25	50	5	95	н.д.	1500	3	С, Т	0,2	1,2	нет
			доломит	2700	5-20	10-50	н.д.	95	н.д.	2000	3-4	С, Т	0,3	2,4	нет
C ₃ +P ₁	1450	1900	известняк	2600	5-25	50	5	95	н.д.	1500	3	С, Т	0,2	1,2	нет
			доломит	2700	5-20	10-50	н.д.	95	н.д.	2000	3-4	С, Т	0,3	2,4	нет
			глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да

Рисунок 5 – Физикомеханические свойства горных пород по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Солёность, %	Твёрдость, МПа	Абразивность	промысловой классификации (М, С, Т и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Ех10 ⁴ МПа	Гидратационное разуплотнение (разбухание) породы
	от	до													
			гл. сланец	2600	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	С, Т	н.д.	н.д.	нет
D ₃ +C ₂	1900	2500	известняк	2600	5-25	50	5	95	н.д.	1500	3	С, Т	0,2	1,2	нет
			доломит	2700	5-20	10-50	н.д.	95	н.д.	2000	3-4	С, Т	0,3	2,4	нет
			глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да
			гл. сланец	2600	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	С, Т	н.д.	н.д.	нет
D ₂₊₁ + S	2500	4500	известняк	2600	5-25	50	5	95	н.д.	1500	3	С, Т	0,2	1,2	нет
			доломит	2700	5-20	10-50	н.д.	95	н.д.	2000	3-4	С, Т	0,3	2,4	нет
			глина	1900	5	0,01	90	1	н.д.	400	2	М	0,45	0,5	да

Рисунок 6 – Физикомеханические свойства горных пород по разрезу

Индекс стратиграфического подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
			МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100м		источник получе- ния	МПа на 100м		источник получе- ния	С ^в	источник получе- ния
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
Q+K +J +T	0	420	1,0	1,0	ПГ	1,05	1,05	ПГ	1,73	1,73	расчет	2,1	2,1	ПГ	1	ПГ
T+P ₃	420	500	1,0	1,0	ПГ	1,05	1,05	ПГ	1,84	1,84	расчет	2,5	2,5	ПГ	1	ПГ
	500	1160	1,18	1,18	ПГ	1,18	1,18	ПГ	1,84	1,84	расчет	2,5	2,5	ПГ	22	ПГ
P ₂	1160	1450	1,18	1,18	ПГ	1,18	1,18	ПГ	1,84	1,84	расчет	2,5	2,5	ПГ	30	ПГ
C ₃ +P ₁	1450	1500	1,18	1,18	ПГ	1,18	1,18	ПГ	1,89	1,89	расчет	2,6	2,6	ПГ	32	ПГ
C ₃ +P ₁	1500	1900	1,3	1,3	ПГ	1,3	1,3	ПГ	2,04	2,04	расчет	2,6	2,6	ПГ	41	ПГ
D ₃ +C ₂	1900	2500	1,33	1,33	ПГ	1,33	1,33	ПГ	2,19	2,19	расчет	2,6	2,6	ПГ	56	ПГ
D ₂₊₁ + S	2500	4500	1,77	1,77	ПГ	1,77	1,77	ПГ	2,19	2,19	расчет	2,6	2,6	ПГ	106	ПГ

Рисунок 7 – Давление и температура по разрезу скважины

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Индекс стратиграфического подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды						Степень минерализации	Тип воды по Сулину	Относится к источнику пить- евого водоснабжения	Пластовое давление, МПа
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы						
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ²⁺	Ca ²⁺				

Таблица 3.7 не содержит информации. Водонапорные пласты по разрезу не ожидаются

Рисунок 8 – Водоносность

Индекс стратиграфическо- го подразделения, пласт	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² /мПа *с	Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Свободный дебит, т/сут	Параметры растворенного газа						Пластовое давление, МПа
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					газовый фактор, м ³ /т	содержание серово- дорода, %	содержание углеки- слового газа, %	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент скин- маемости	давление насыщения в пластовых услови- ях, МПа	
C ₃ +P ₁ (C ₃ - P ₁)	1450	1600	карб., пор.-трещ.	626	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	10-50	н.д.	0	н.д.	0,700	0,8	17,11	17,11
D ₃ +C ₂ (D ₃ -C ₂)	1900	2150	карб., пор.-трещ.	626	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	10-50	н.д.	0	н.д.	0,700	0,8	25,27	25,27
D ₂₊₁ + S (D ₁ -D ₂)	2500	2650	карб., пор.-трещ.	626	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	10-50	н.д.	0	н.д.	0,700	0,8	34,31	44,25
D ₂₊₁ + S (S-D)	3000	3200	карб., пор.-трещ.	626	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	10-50	н.д.	0	н.д.	0,700	0,8	34,31	53,1

Рисунок 9 – Нефтеносность

1.3 Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа на 100м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
T+P ₃	420	1160	от частичного до полного	н.д.	да	1,46	1,60	Наличие в разрезе вмещающих пород, неправильный выбор бурового раствора
P ₂	1160	1450	от частичного до полного	н.д.	да	1,48	1,63	
C ₃ +P ₁	1450	1900	от частичного до полного	н.д.	да	1,51	1,66	
D ₃ +C ₂	1900	2500	от частичного до полного	н.д.	да	1,72	1,89	
D ₂₊₁ + S	2500	4500	от частичного до полного	н.д.	да	1,84	2,02	

Рисунок 10 – Поглощения бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород	
Q+K +J +T	0	420	н.д.	н.д.	н.д.	Наличие в разрезе неустойчивых пород, склонных к обрушению, неправильный выбор бурового раствора и/или режима бурения
T+P ₃	420	1160	н.д.	н.д.	н.д.	
P ₂	1160	1450	н.д.	н.д.	н.д.	
C ₃ +P ₁	1450	1900	н.д.	н.д.	н.д.	
D ₃ +C ₂	1900	2500	н.д.	н.д.	н.д.	

Рисунок 11 – Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (название)		
Q+K +J +T	0	420	заклинка	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	Обвалы горных пород, прилипание инструмента к стенкам скважины из-за перепада давления
T+P ₃	420	1160	заклинка, от перепада давления	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	
P ₂	1160	1450	заклинка, от перепада давления	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	
C ₃ +P ₁	1450	1900	заклинка, от перепада давления	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	
D ₃ +C ₂	1900	2500	заклинка, от перепада давления	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да	

Рисунок 12 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения. Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	
Q+K +J +T	0	420	Кавернообразование при растеплении ММП

Рисунок 13 – Прочие возможные осложнения

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Согласно техническому заданию по проектированию профиля, необходимо соблюдать следующие параметры траектории: допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45 град, максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО 0,18 град/10 м.

Длина вертикального участка 1450 м, отход на кровлю продуктивного пласта Т1=500 м.

Проектируется пяти интервальный профиль скважины, данные проектирования представлены в таблице 1. Спроектированный профиль скважины представлен на рисунке 14.

Таблица 1 – Данные по профилю наклонно направленной скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
				в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
от (верх)	до (низ)								
0	450	450	0	0	0	0	0	450	450
450	561,65	111,65	1,5	0	16,99	16,68	16,68	113,31	563,31
561,65	2088,35	1526,7	0	16,99	16,99	483,32	483,32	1596,42	2159,73
2088,35	2200	111,65	1,5	16,99	0	500	500	44,92	2273,03
2200	2500	300	0	0	0	500	500	113,3	2573,03
2500	3240	718,56	0	0	0	500	500	718,56	3291,59

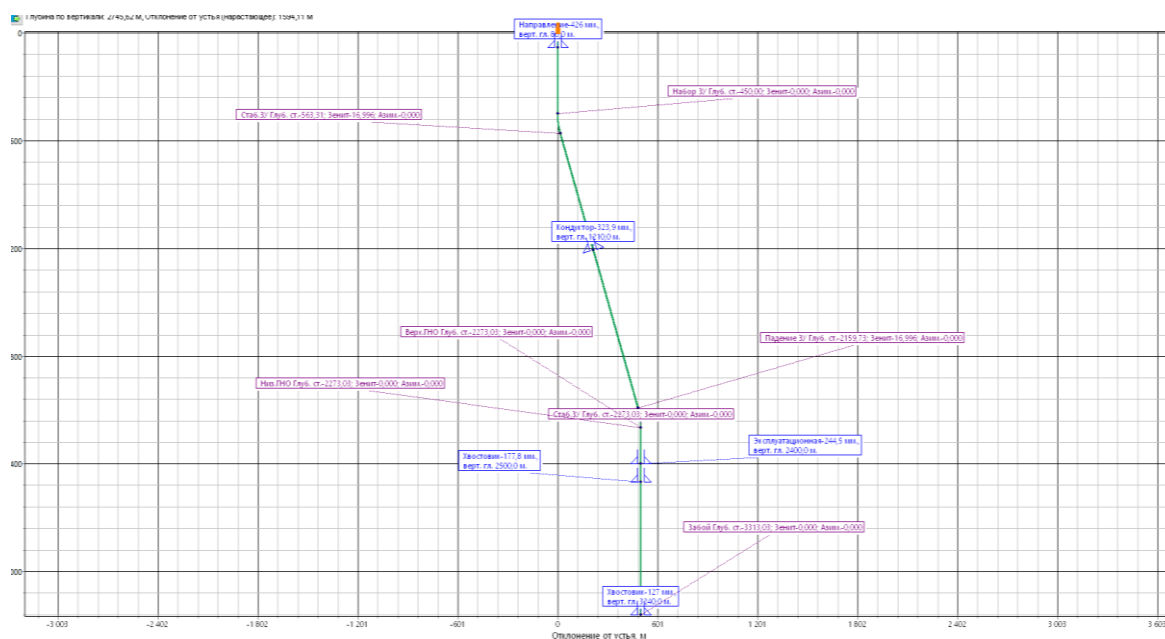


Рисунок 14 – Проектный профиль скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Согласно техническому заданию, выбираем закрытый тип забоя с цементируемым хвостовиком. Диаметр хвостовика – 127 мм.

Выбираем подвеску ПХРЦ 127/156, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Основная цель совмещенного графика давлений – выявить потенциально несовместимые по условию участки бурения.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 15.

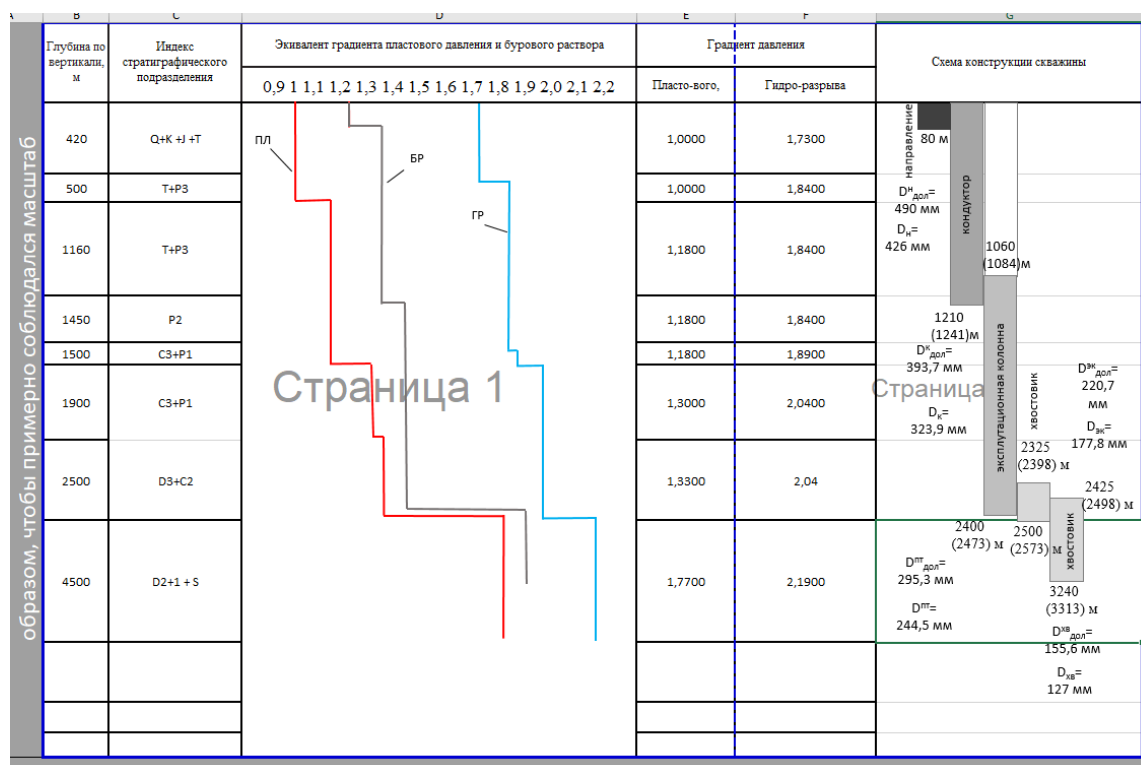


Рисунок 15 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины.

2.2.3 Определение числа колонн и глубины их спуска

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

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Спуск кондуктора спускается на глубину 1210 м по вертикали и 1241 м по стволу, с учётом перекрытия интервала интенсивных осыпей и обвалов плюс 50 м.

Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2400 м по вертикали и 2473м по стволу.

Цементируемый хвостовик спускается до пласта с АВПД, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 75 м по правилам нефтегазовой безопасности. Исходя из этого цементируемый хвостовик спускается на 2500 м по вертикали и на 2573 м по стволу.

Фильтр-хвостовик спускается до проектного забоя, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 75 м по правилам нефтегазовой безопасности. Исходя из этого цементируемый хвостовик спускается на 3240 м по вертикали и на 3313 м по стволу.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-80 м и 0-1210/0-1241 м (интервал цементирования по вертикали и по стволу) соответственно;
- эксплуатационная колонна цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 150 м –1080-2400/1084-2473 м соответственно.
- Цементируемый хвостовик цементируется манжетным способом от башмака предыдущей колонны 2500/2573.
- Цементируемый хвостовик цементируется манжетным способом от башмака предыдущей колонны 3240/3313.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 8.

Таблица 2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м	внешний диаметр	внутренний диаметр
---------	-------------------	----------------------------------	--------------------	-----------------------

	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	80	80	80	80	0-80	0-80	426	490
Кондуктор	1210	1210	1241	1241	0-1210	0-1241	323,9,	393,7
Эксплуатационная колонна	2400	2400	2473	2473	1080-2400	1084-2473	244,5	295,3
Цементируемый хвостовик	2500	2500	2573	2573	2325-2500	2398-2573	177,8	220,7
Цементируемый хвостовик	3240	3240	3313	3313	2423-3240	2498-3313	127	155,6

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

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

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

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

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

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

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

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (3)$$

Г $P_{пл}$ – 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.

Таблица 3– Расчет опрессовки колонны для нефтяных пластов

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	18,78	26,62	39,05	41,96
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	17,07	24,20	35,50	38,14
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	8,50	13,03	28,90	34,68
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	15,52	22,00	32,27	34,45
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	17,40	24,70	44,25	53,10
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,012	0,013	0,0177	0,0177
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	626	626	626	626
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1450	1900	2500	3000
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	17,11	25,27	34,31	34,31
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,10	0,14	0,06	0,00
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,70	0,70	0,70	0,70
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	1402,78	1992,82	881,39	-59,73

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что максимальное давление опрессовки равняется: $P_{оп} = 41,96$ 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: **ОКК1-70-245×324 К1 ХЛ**.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: **ОП6-350/80х70**.

2.3 Проектирование процессов углубления

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

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Бурение направления будет производиться роторным способом. Бурение кондуктора и эксплуатационной колонны будет производиться с помощью совмещённого способа бурения. Для бурения цементируемого хвостовика и хвостовика был выбран совмещенный способ, для улучшения скорости проходки и обеспечения максимальной механической скорости.

Результаты выбора способа бурения каждого интервала представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор способа бурения под каждый интервал.

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	80	
		Роторный

80	1210	Совмещенный (РУС + ВЗД)
1210	2400	Совмещенный (РУС + ВЗД)
2400	2500	Совмещенный (РУС + ВЗД)
2500	3240	Совмещенный (РУС + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направление и PDC для интервала бурения под кондуктор, , эксплуатационную колонну, цементируемый хвостовик и хвостовик, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице № 5.

Таблица 5 – Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Шифр долота		490 мм (19 19/64") MC3-ГВУ (IADC 535) Буринтех	15 1/2" БТ6916МА-095 (393,7 мм) IADC S323	БИТ 295,3 В 616 УМ.38 IADC M323	БИТ 215,9 ВТ 613 IADC S333	БИТ 146 ВТ 613 Н IADC S332
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		490	393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		МС	К	Т	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-201	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,75	0,47	0,33	0,2	0,23
Масса, кг		460	180	85	45	17
G, тс	Рекомендуемая	22	10	16	14	10
	Максимальная	22	10	16	14	10
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	100-160	80 - 400	60 - 400	60– 200
	Максимальная	300	160	400	400	200

2.3.3 Выбор типа калибратора

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

Для бурения интервалов направления, эксплуатационной колонны и цементируемого хвостовика были выбраны калибраторы с прямыми лопастями, для интервалов кондуктора и хвостовика проектируются калибраторы с прямыми лопастями.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика наддолотных калибраторов по интервалам

Интервал		0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Шифр калибратора		К-490мс	8КС-393,7мс	КЛС 292,1 В- М/177/М17 7	КЛС 220,7 В- М/117/М11 7	У-КП155,4 Т
Тип калибратора		С прямым и	Со спиральным и лопастями	С прямыми лопастями	С прямыми лопастями	Со спиральным и лопастями
Диаметр калибратора, мм		490	393,7	292,1	220,7	155,4
Тип горных пород		МС	К	Т	Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	М-177	3-177	3-171	3-117	3-88
	API	-	-	-	-	-
Длина, м		1,21	1,27	0,55	0,55	0,4
Масса, кг		465	450	91	62	25

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Расчёт из условия допустимой нагрузки на долото					
Интервал	0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Исходные данные					
Порода	МС	К	Т	Т	Т
Д _д , см	49	39,37	29,53	22,07	15,56
Г _{пред} , тс	40	10	16	14	10
Результаты проектирования					
Г _{доп} , тс	32	8	12,8	11,2	8
Г _{проект} , тс	8	3	3	5	5

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки опираясь на то, что большие статические нагрузки берутся для категорий пород М и МС, а наименьшие значения нагрузки берутся при категориях Т и К.

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчетов представлены в таблице №8.

Таблица – 8 Результаты частоты вращения долота

Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента					
Интервал	0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Исходные данные					

$V_{л}, \text{ м/с}$		2,8	2	2	1,5	1,5
Порода		МС	К	Т	Т	Т
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	490	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования						
$n_1, \text{ об/мин}$		109	97	129	130	184
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$		40-60	100-160	100-180	140-200	120-220
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$		60	100	130	180	200

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 (0-80 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что вращение ротора ограничено. Для кондуктора и эксплуатационной колонны были выбраны значения в пределах статистических нагрузок. Для цементируемого хвостовика и хвостовика была выбрана расчетная величина, обеспечивающая оптимальную линейную скорость на периферии долота.

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

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:

$$Q_1 = K \cdot S_{заб}, \quad (4)$$

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

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

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (5)$$

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

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (6)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

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

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

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бм}^2), \quad (7)$$

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

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (8)$$

K_K – коэффициент каверзости.

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

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{\text{КП min}} \cdot 1000, \quad (9)$$

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

Значение $S_{\max}$ берется из расчетов Q2.

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

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{\text{н max}}^2 \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (10)$$

г n – число насадок (промывочных отверстий);

$d_{\text{н max}}$ – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора					
Интервал	0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Исходные данные					
$D_{\text{д}}$, м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
K	0,65	0,3	0,35	0,35	0,35
$K_{\text{к}}$	1,5	1,5	1,3	1,2	1,15
$V_{\text{кр}}$, м/с	0,15	0,1	0,1	0,1	0,1
$V_{\text{м}}$, м/ч	40	30	30	30	25
$d_{\text{бт}}$, м	0,127	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{\text{н max}}$, м	0,0127	0,0119	0,0111	0,0103	0,0095
n	3	9	8	8	6
$V_{\text{кп мин}}$, м/с	0,5	0,5	0,75	1	1
$\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02	1,02

$\rho_p, \text{ г/см}^3$	1,25	1,41	1,46	1,46	1,9
$\rho_n, \text{ г/см}^3$	2,1	3	2,7	2,7	2,7
S заб	0,19	0,12	0,07	0,04	0,02
S max	0,18	0,11	0,06	0,03	0,01
Dc	0,86	0,77	0,62	0,51	0,42
Результаты проектирования					
$Q_1, \text{ л/с}$	123	37	24	13	7
$Q_2, \text{ л/с}$	115	92	41	22	1
$Q_3, \text{ л/с}$	88	55	42	26	13
$Q_4, \text{ л/с}$	22	63	52	49	34
Области допустимого расхода бурового раствора					
$\Delta Q, \text{ л/с}$	22-123	37-63	24-52	13-49	7-34
Запроектированные значения расхода БР					
$Q_{\text{проект}}, \text{ л/с}$	30	45	50	38	12

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{3д}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{3д} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\text{д}}. \quad (11)$$

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:

$$M_p = M_o + M_{yд} \cdot G_{oc}, \quad (12)$$

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

$M_{y\partial}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

G_{oc} – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_{\partial} \quad (13)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_{\partial}, \quad (14)$$

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

В таблице 10 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя						
Интервал		0-80	80-1210	1210-2400	2400-2500	2500-3240
Исходные данные						
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,2207	0,1461
	мм	490	393,7	295,3	220,7	146,1
G_{oc} , кН		78	78	29	29	49
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования						
$D_{зд}$, мм		-	315	236	177	124
M_p , Н*м		-	1631	1235	1483	1067
M_o , Н*м		-	197	148	110	78
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	49	37	28	20

Для интервала бурения 80-1210 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 1210-2400 м под эксплуатационная колонну 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 2400-2500 м под цементируемый хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель МВР2-176Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения 2500-3240 м под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель МВР-106Т, который позволяет бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Технические характеристики запроектированного винтового забойного двигателя представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
МВР-240Т	80-1210	240	8,665	2470	30 - 75	35 - 150	16,87	76 - 286
МВР-240Т	1210-2400	240	8,665	2470	30 - 75	35 - 150	16,87	76 - 286
МВР2-176Т	2400-2500	176	8,550	1250	19 - 38	115 - 220	8,88	32 - 162
МВР-106Т	2500-3240	121	6,995	360	6-12	85-285	1,88	16-52

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

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:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (16)$$

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

В таблице А.2 приложения А представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты расчета бурильных колонн на прочность приведены в таблицах 12-16.

Таблица 12 – КНБК для бурения секции под направление (0–250 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–80 м)							
1	490 мм (19 19/64") МСЗ-ГВУ (IADC 535) Буринтех	0,75	490,0	-	3-201	Ниппель	0,46
2	Переводник М- 201/177	0,42	254	101	3-201	Муфта	0,0989
					3-177	Муфта	
3	К-490мс	1,15	490	100	3-177	Ниппель	0,465
					3-177	Муфта	
4	Переводник П- 161/177	0,523	225	101	3-177	Ниппель	0,0973
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	24	203	76	3-161	Ниппель	2,14
					3-161	Муфта	
6	Переводник 147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
7	УБТС2-178	24	178	80	3-147	Ниппель	1,56
					3-147	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	172	40	3-147	Ниппель	0,098
					3-147	Муфта	

9	Переводник П-133/147	0,52	170	40	3-147	Ниппель	0,0461
					3-133	Муфта	
10	БТ ПК 127х9 м	208	127	-	3-133	Ниппель	3,278
					3-133	Муфта	

Таблица 13 – КНБК для бурения секции под кондуктором (250–916 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор 80–1210 м)							
1	15 1/2’’ БТ6916МА-095 (393,7 мм) IADC S323	0,466	393,7	0	3-177	Ниппель	0,18
2	8КС-393,7мс	1,27	393,7	100	3-177	Ниппель	0,45
					3-177	Муфта	
3	МВР-240Т	8,18	240	-	3-152	Ниппель	1,89
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,587	220	50	3-152	Ниппель	0,102
					3-152	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	50	3-152	Ниппель	0,167
					3-152	Муфта	
6	Переводник П-147/152	0,517	209	127	3-151	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
7	Переводник П-161/147	0,517	209	127	3-147	Ниппель	0,053
					3-161	Муфта	
8	УБТС2-203	18	203	80	3-161	Ниппель	0,2
					3-161	Муфта	
9	Переводник П-147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	0,060
					3-147	Муфта	
10	УБТС2-178	12	178	80	3-147	Ниппель	0,156
					3-147	Муфта	
11	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
12	Ясс гидрав. 4ЯГ-171	6,8	175	70	3-133	Ниппель	0,920
					3-133	Муфта	
13	БТ ПК 127х9 м	1180	127	-	3-133	Ниппель	0,33
					3-133	Муфта	

Таблица 14 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (916–2713 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 (1210–2400)							
1	11 5/8” БТ7713МНА-039 (295,3 мм) IADC S333	0,33	295,3	-	3-152	Ниппель	0,09
2	5КС-295,3	0,492	294	100	3-152	Муфта	0,08
					3-152	Муфта	
3	МВР-240Т	9,45	240	-	3-152	Ниппель	2,3
					3-152	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-240РС	0,607	203	50	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	203	50	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
6	Переводник П- 147/152	0,517	197	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
7	УБТС2-178	24	178	80	3-147	Ниппель	0,35
					3-147	Муфта	
8	Переводник П- 147/133	0,52	178	95	3-147	Ниппель	0,059
					3-133	Муфта	
9	Ясс гидрав. SJ-172	0,56	175	80	3-133	Ниппель	0,69
					3-133	Муфта	
10	БТ ПК 127х9 м	2373	127	-	3-133	Ниппель	32,78
					3-133	Муфта	

Таблица 15 – КНБК для бурения секции под цементируемый хвостовик (2713–3884 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 цементируемый хвостовик (2400–2500)							
1	8 11/16” БТ9913МНА-023 (220,7 мм) IADC S333	0,2	220,7	0	3-117	Ниппель	0,024
2	КЛС 220,7	0,55	180	100	3-117	Ниппель	0,46
					3-117	Муфта	
3	МВР2-176Т	8,55	176	-	3-117	Ниппель	0,032
					3-117	Муфта	
4	Переводник П- 122/117	0,46	176	80	3-117	Ниппель	0,032
					3-122	Муфта	
5	Переливной клапан ПК-172РС	1,46	176	40	3-122	Ниппель	0,062
					3-122	Муфта	
6		0,528	178	40	3-122	Ниппель	0,098

	Обратный клапан КОБ-172РС				3-122	Муфта	
7	Переводник П- 147/122	0,46	178	80	3-122	Ниппель	0,045
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	0,156
					3-147	Муфта	
9	Переводник П- 121/147	0,44	176	80	3-147	Ниппель	0,034
					3-121	Муфта	
10	УБТС 2-146	24	146	100	3-121	Ниппель	0,103
					3-121	Муфта	
11	Переводник П- 101/121	0,49	120	62	3-121	Ниппель	0,037
					3-101	Муфта	
12	Переводник П- 102/101	0,43	120	58	3-101	Ниппель	0,035
					3-102	Муфта	
13	Ясс гидрав. SJ-120	5.5	110	70	3-102	Ниппель	0,32
					3-102	Муфта	
14	Переводник П- 121/101	0,49	120	50	3-102	Ниппель	0,029
					3-121	Муфта	
15	Переводник П- 133/122	0,48	120	50	3-121	Ниппель	0,04
					3-133	Муфта	
9	БТ ПК 127х9 м	2450	127	-	3-133	Ниппель	80
					3-133	Муфта	

Таблица 16 – КНБК для бурения секции под фильтр хвостовик (3884-4191 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 хвостовик (2500–3240)							
1	6 1/8” БТ7711МНА-033 (155,6 мм) IADC S433	0,23	155,6	-	3-88	Ниппель	0,017
2	У-КП 155,4СТ	0,4	155,4	80	3-88	Муфта	0,03
					3-88	Муфта	
3	МВР-106Т	6,995	110	-	3-88	Ниппель	0,25
					3-86	Муфта	
4	Переливной клапан ПК-120РС	0,377	106	30	3-86	Ниппель	0,027
					3-86	Муфта	
5	Обратный клапан КОБ 120РС	0,812	106	30	3-86	Ниппель	0,048
					3-86	Муфта	
6	УБТ-108	96	108	52	3-86	Ниппель	0,64
					3-86	Муфта	
7	Ясс Сгидрав. SJ- 108	5,5	108	50	3-86	Ниппель	0,24
					3-86	Муфта	
8	БТ БК 89х9 м	3137	90	-	3-86	Ниппель	18,3
					3-86	Муфта	

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.3.9.1 Выбор промывочной жидкости под направление

Для бурения интервала под направление выбираем бентонитовый буровой раствор. Он предназначен для бурения верхней части разреза скважины, представленной многолетнемерзлыми породами (песками, суглинками). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей.

Таблица 17 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	80
Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Понизитель вязкости	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	0,5
Утяжелитель	Регулирование плотности	310

Таблица 18 – технологические свойства полимер- глинистого раствора

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

2.3.9.2 Выбор промывочной жидкости под кондуктор

Для бурения интервала под кондуктором был выбран полимерглинистый буровой раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами, алевролитами, песками.

Полимер – глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктором и техническую колонну), в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород, крепких пород. В то же время некоторые типы малоглинистых буровых растворов могут применяться для вскрытия продуктивного пласта. Полимер – глинистые буровые растворы характеризуются высокой гидрофильностью и псевдопластичностью - способностью разжижаться до вязкости, близкой к вязкости воды, при больших скоростях сдвига и загустевать при низких скоростях сдвига.

Таблица 19 - Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7
Глинопорошок ПБМБ	Придание раствору требуемых реологических свойств	40
ГАММАКСАН	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	0,7
НТ Polymer PAC LVT	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,3
Reglid pow	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
Оснопак ВТ	Регулятор фильтрации	0,5
Барит КБ-3	Регулирование плотности	580

Таблица 20 - технологические свойства полимер- глинистого раствора.

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,38
Условная вязкость, с	30-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	35-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10

рН	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.3 Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну был выбран биополимерный буровой раствор, так как интервал сложен песчаниками, глинами, алевролитами, известняками, доломитами.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей, эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

Таблица 21 – Компонентный состав биополимерный раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
NaOH	Поддержание требуемого рН бурового раствора	3,4
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	16
ГАММАКСАН	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	60
Drill Starch	Регулятор фильтрации	50
KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	0,4

F-Seal	Регулирование плотности, кольматация каналов	0,4
ATREN-BIO	Защита от микробиологической деструкции	575
Atren-Antifoam	Предотвращение пенообразования	3,4
Барит КБ-3	Регулирование плотности	16

Таблица 22 - Технологические свойства биополимерный раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,37
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.9.4 Выбор промывочной жидкости под цементируемый хвостовик

Для бурения интервала под хвостовик колонну был выбран биополимерный буровой раствор, так как интервал сложен известняками, доломитами, глинами, гл.сланцем.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей, эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Таблица 23 - Компонентный состав биополимерного раствора

Класс	Назначение	Концентрация кг/м ³
NaOH	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,5
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,9

ГАММАКСАН	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Drill Starch	Регулятор фильтрации	17
KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60
F-Seal	Регулирование плотности, кольматация каналов	50
ATREN-BIO	Защита от микробиологической деструкции	0,4
Atren-Antifoam	Предотвращение пенообразования	0,5
Барит КБ-3	Регулирование плотности	487

Таблица 24 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,4
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.9.5 Выбор промывочной жидкости под хвостовик

Для бурения интервала под хвостовик колонну был выбран биополимерный буровой раствор, так как интервал сложен известняками, доломитами, глинами, гл.сланцем.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей, эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при

попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

Таблица 25 - Компонентный состав биоплимерного раствора

Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,9
ГАММАКСАН	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Drill Starch	Регулятор фильтрации	17
KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60
F-Seal	Регулирование плотности, кольматация каналов	50
ATREN-BIO	Защита от микробиологической деструкции	0,4
Atren-Antifoam	Предотвращение пенообразования	0,5
Барит КБ-3	Регулирование плотности	487

Таблица 26 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,9
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
pH	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 27-29 соответственно.

Таблица 27 – 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 см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	Диаметр, мм		
Под направление									
0	80	БУРЕНИЕ	0,176	0,025	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	12	140,4	678,8
Под кондуктор									
80	1241	БУРЕНИЕ	0,28	0,039	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	4	12	105,3	435,3
Эксплуатационная колонна									
1241	2473	БУРЕНИЕ	0,783	0,079	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	11,1	70,3	232,5
Цементируемый хвостовик									
2473	2573	БУРЕНИЕ	1,163	0,099	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	8	10	60,5	120,4
Под хвостовик									
2573	3313	БУРЕНИЕ	0,766	0,063	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	70,3	67,9

Таблица 28 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндров втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	80	БУРЕНИЕ	УНБ - 1180	2	0,9	140	367,2	0,85	125	23,8	47,6

80	124 1	БУРЕНИЕ	УНБ - 1180	2	0, 9	140	367,2	0,85	125	23,8	47,6
124 1	247 3	БУРЕНИЕ	УНБ - 1180	2	0, 9	150	316,8	0,85	125	27,2	54,4
247 3	257 3	БУРЕНИЕ	УНБ - 1180	1	0, 9	150	285,1	0,85	125	38	38
257 3	331 3	БУРЕНИЕ	УНБ - 1180	1	0, 9	150	285,1	0,85	125	12	12

Таблица 29– 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 колонны	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	80	БУРЕНИЕ	168	142,6	-	15,4	0,1	10
80	124 1	БУРЕНИЕ	261,2	91,5	94,4	63,9	1,4	10
124 1	247 3	БУРЕНИЕ	287,2	42,7	66,7	160,7	7	10
247 3	257 3	БУРЕНИЕ	216,9	31,7	69,6	85,6	20	10
257 3	331 3	БУРЕНИЕ	239,6	56,5	57,4	106,1	16,8	2,8

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

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 осадных труб. Которая позволит выдерживать заданные нагрузки.

В таблице 30 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м³, продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м³.

Таблица 30 – Интервалы цементирование тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирование облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирование тампонажным раствором нормальной плотности($\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	0-70	0-70	70-80	70-80
Кондуктор	0-1200	0-1231	1200-1210	1231-1241
Эксплуатационная колонна	1060-2300	1084-2703	2300-2400	2373-2473
Цементируемый хвостовик	0	0	2325-2425	2398-2498
Хвостовик	0	0	24255-3240	2498-3313

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 34 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

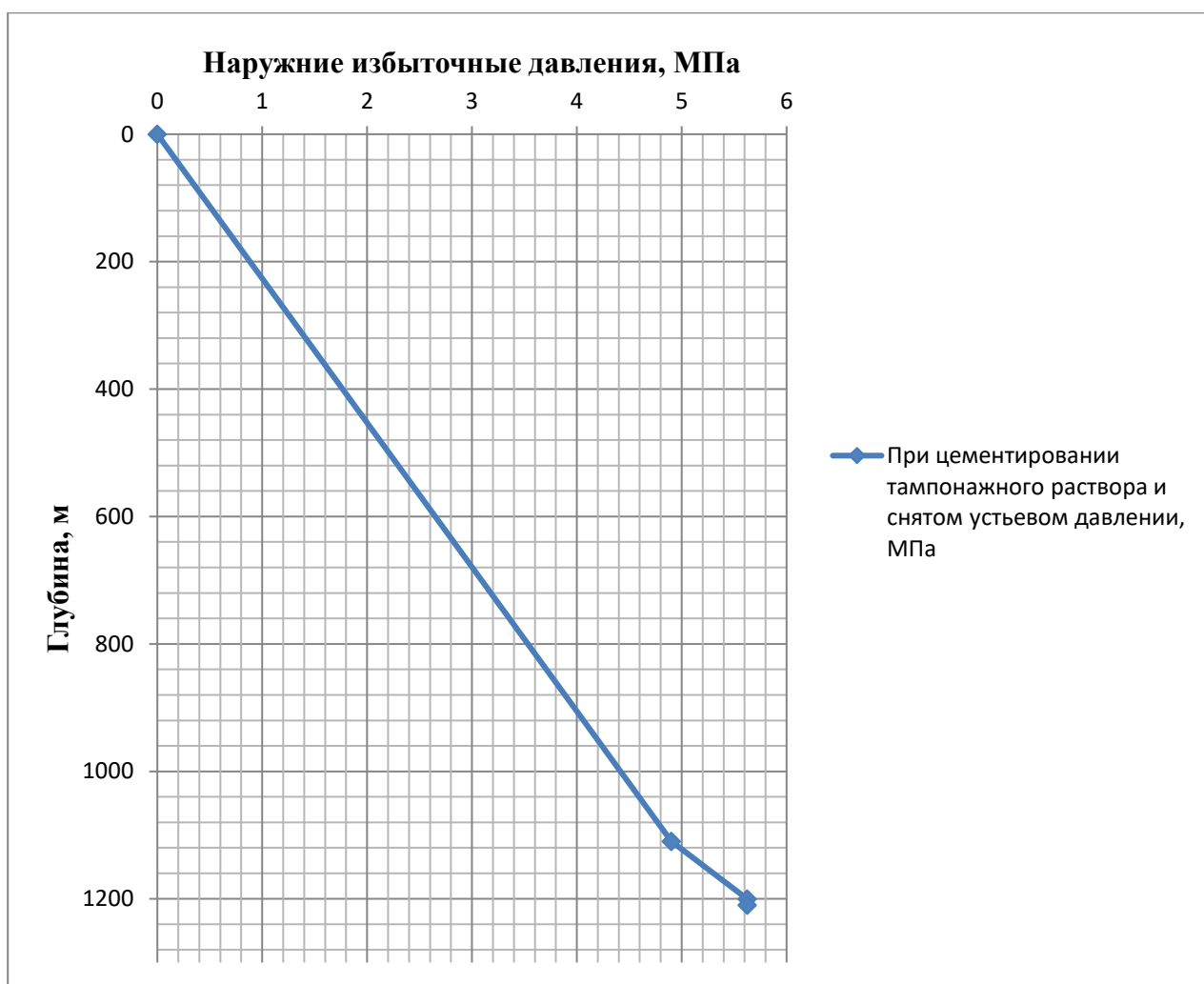


Рисунок 33 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 34.

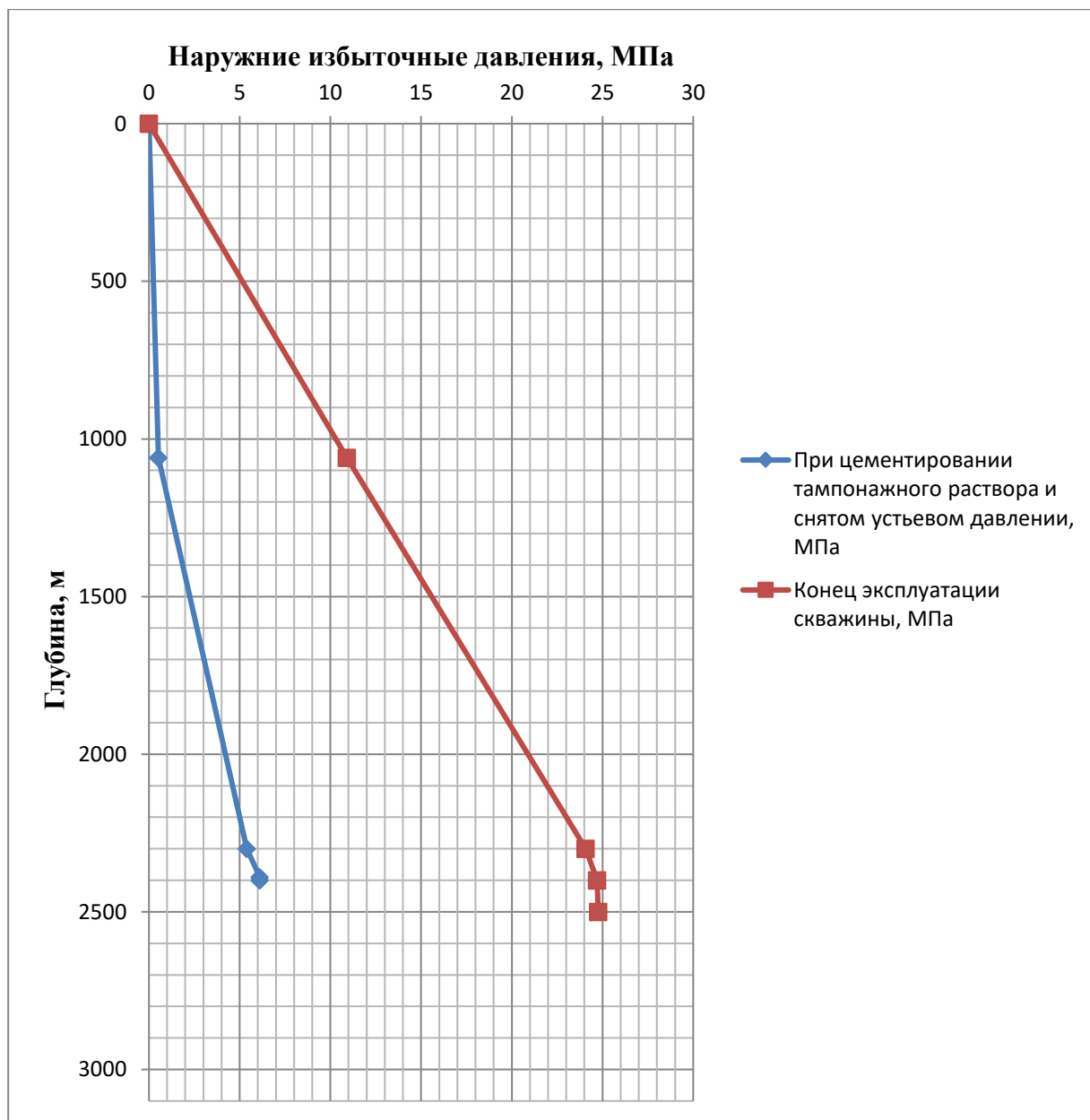


Рисунок 34 –Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений для цементируемого хвостовика представлены на рисунке 35.

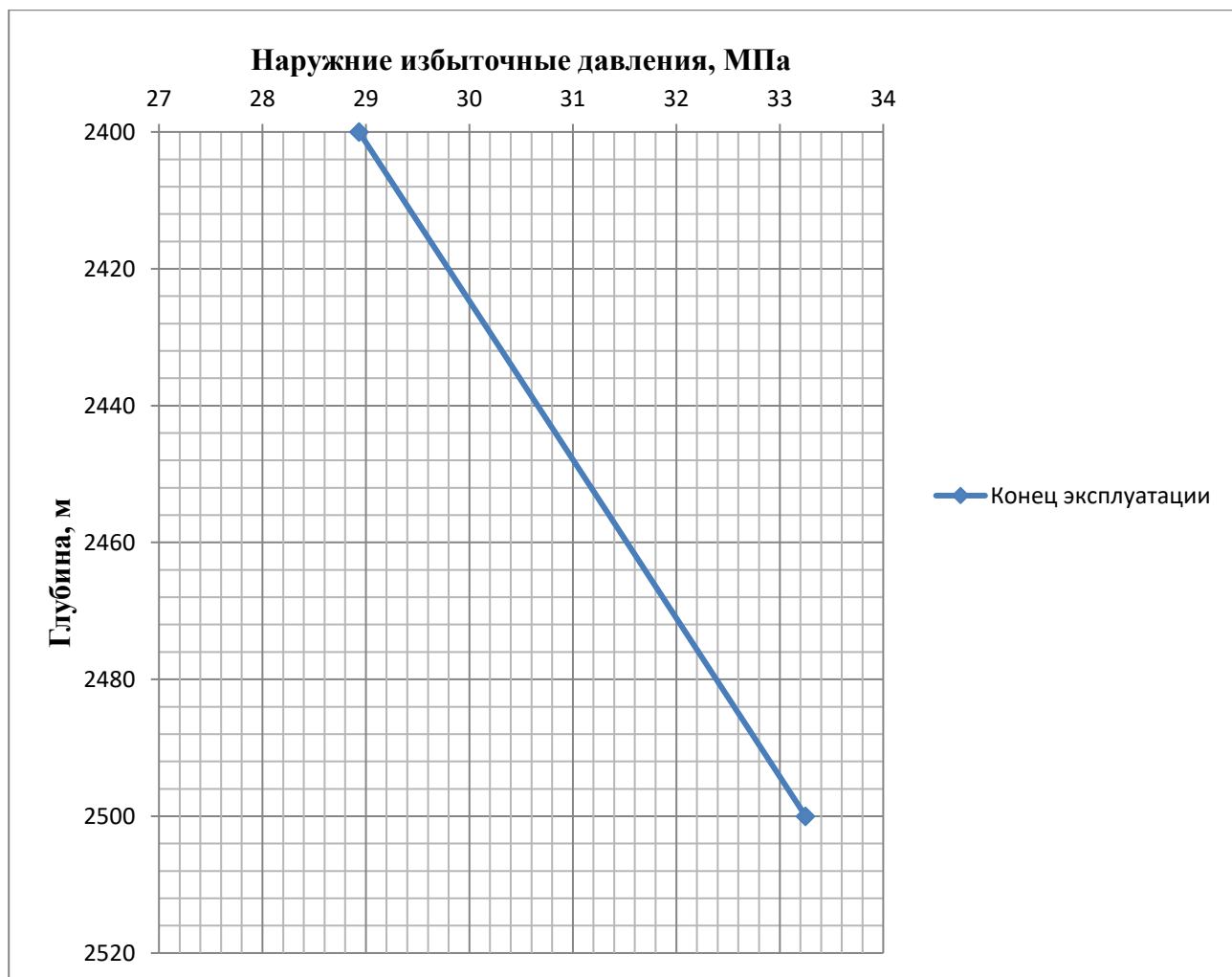


Рисунок 35 – Эпюра наружных избыточных давлений для цементируемого хвостовика

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика представлены на рисунке 36

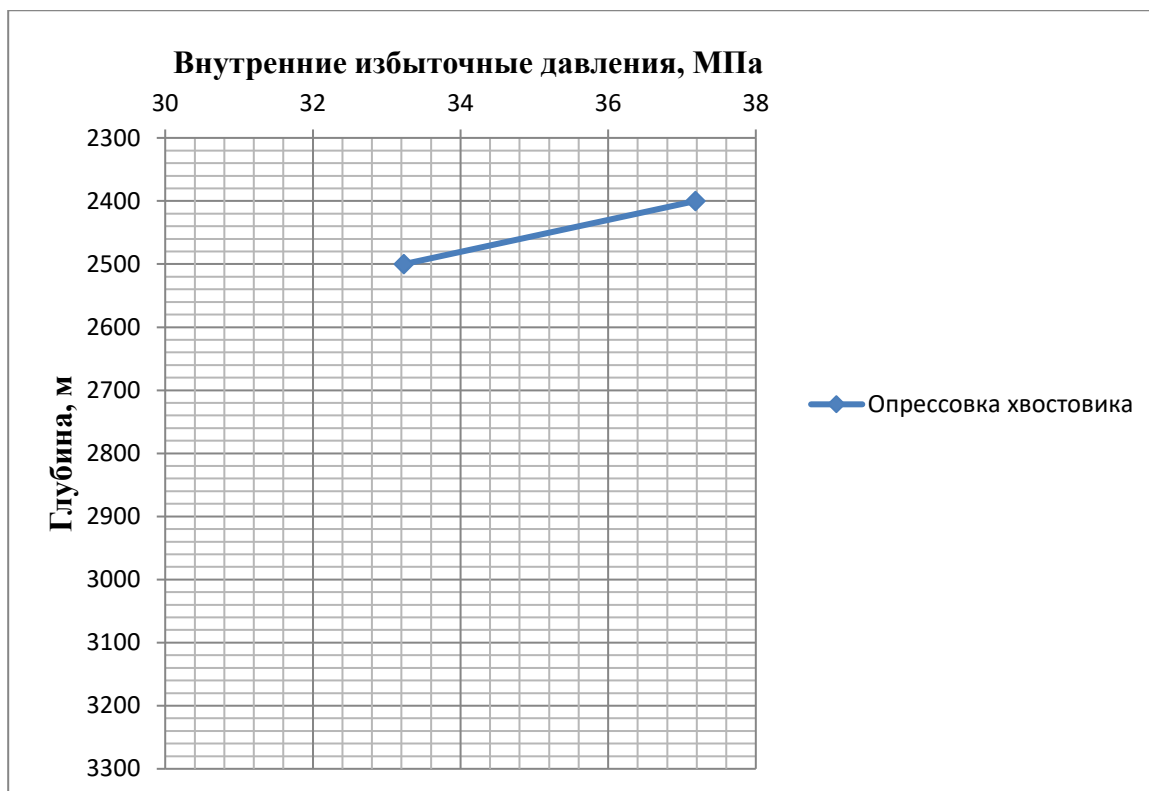


Рисунок 36 – Эпюра наружных избыточных давлений хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 37.

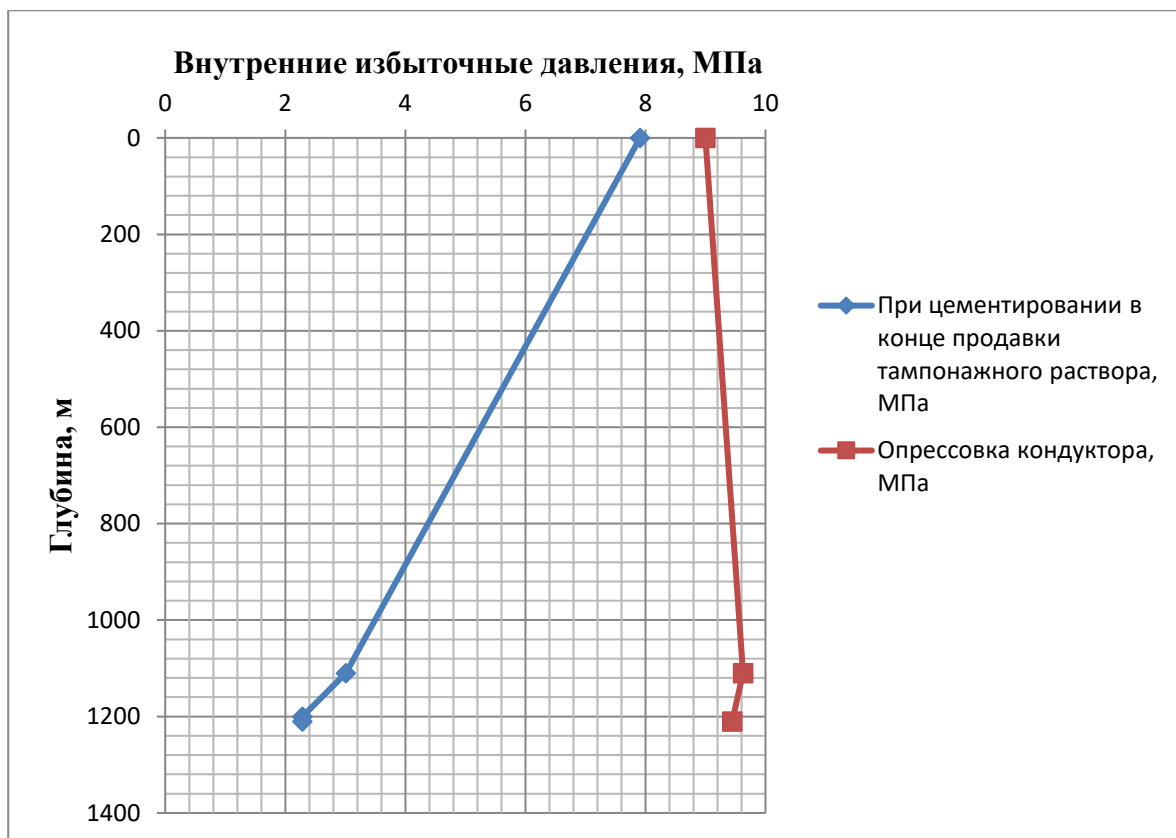


Рисунок 37 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при опрессовке цементируемого хвостовика представлены на рисунке 38.

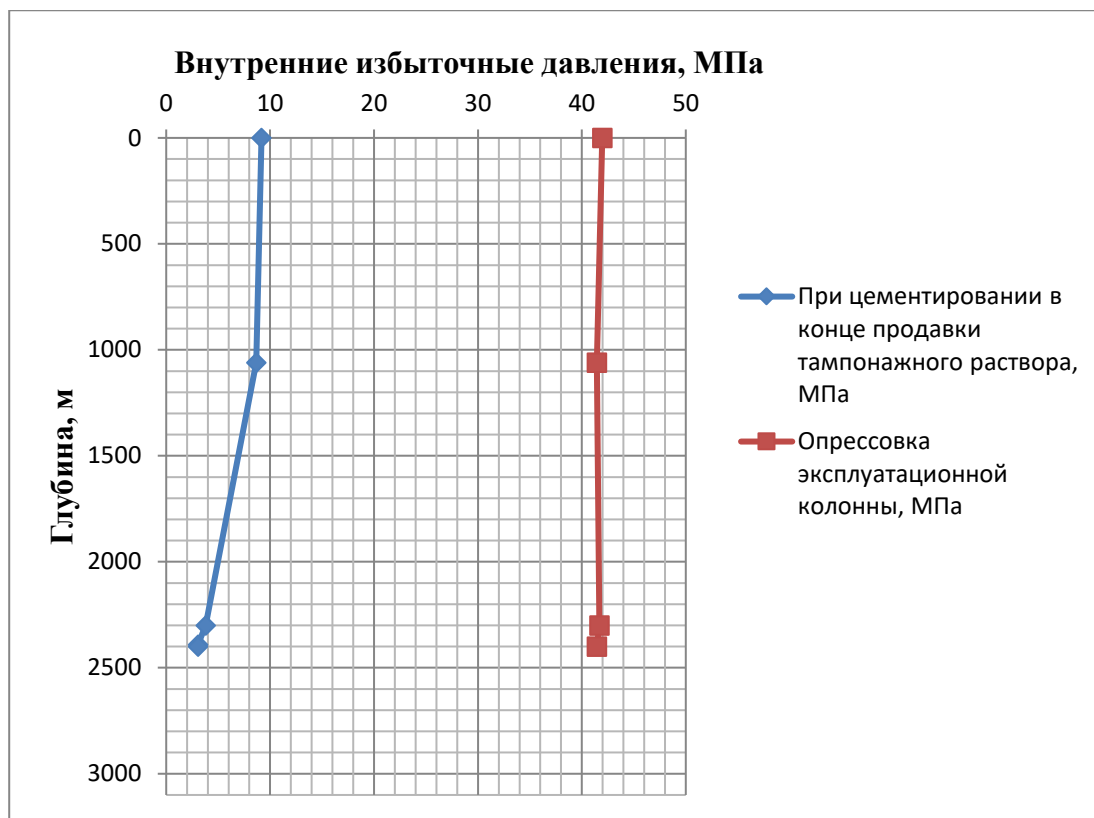


Рисунок 38 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке цементируемого хвостовика представлены на рисунке 39.

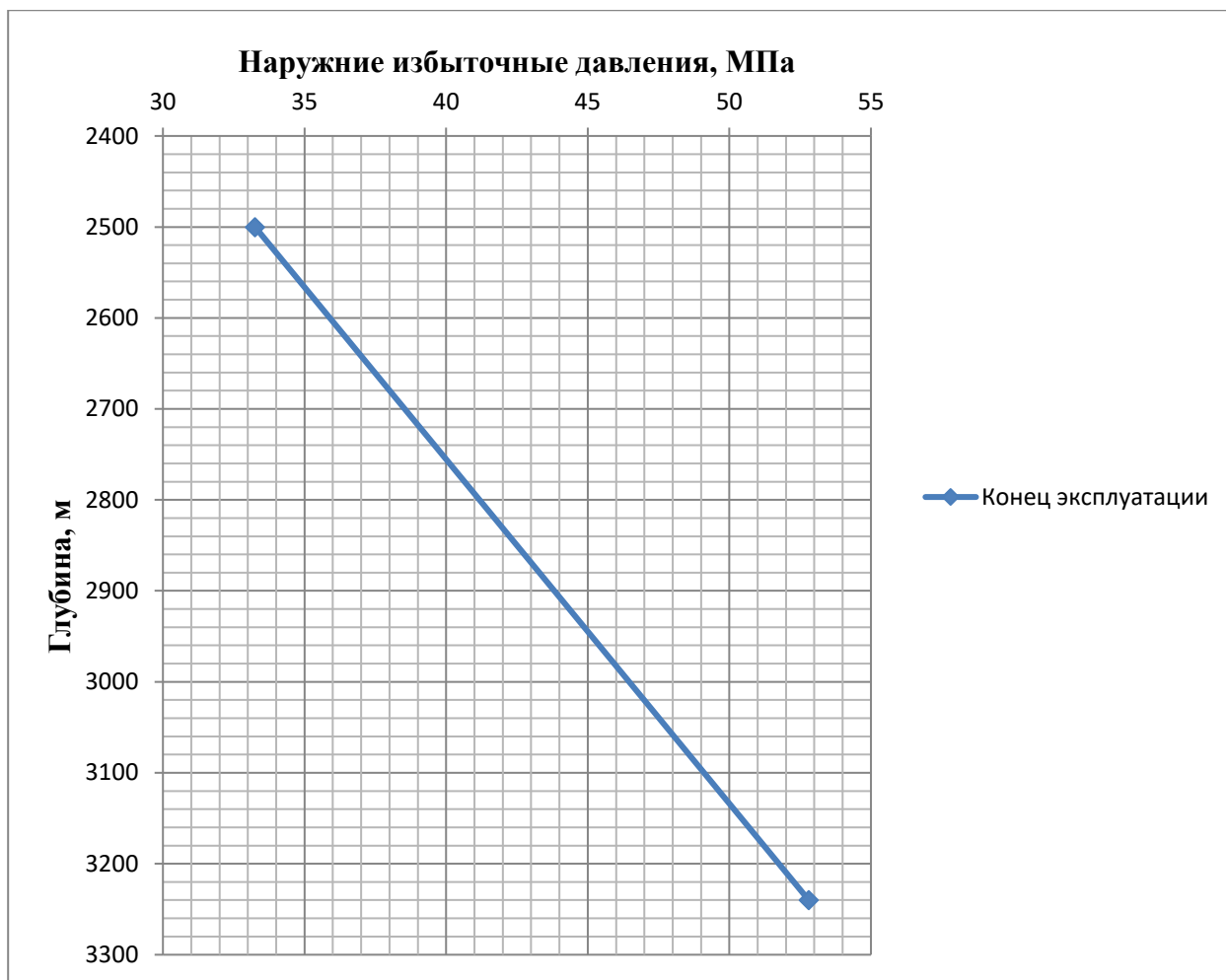


Рисунок 39 – Эпюры внутренних избыточных давлений для цементируемого хвостовика

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 40.



Рисунок 40 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Результаты расчетов представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбо- вого соедине- ния	Группа прочнос- ти	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установ- ки, м
					1 м трубы	секций	суммар- ный	

Направление426								
1	Треуг.	Д	10	80	1,044	8352	8352	0-80
Кондуктор323,9								
1	ОТТМ	Д	9,5	1241	0,746	92578.6	92578.6	0-1241
Эксплуатационная колонна244,5								
1	ОТТГ	Е	13,8	1340	0,795	190800	190800	1084-2473
Цем. Хвостовик168								
1	ОТТМ	Е	10,4	100	0,428	7490	7490	2473-2573
Хвостовик114								
1	ОТТМ	Е	10,7	815	0,306	24939	24939	2498-3313

2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Результаты проектирования технологической оснастки обсадных колонн представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, Дусл	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Хвостовик, 127мм	БКМ-127/156 («Уралнефтемаш»)	3131	33133	1	1
	ЦКОД-127/156 («Уралнефтемаш»)	3303	3303	1	1
	ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	2498	2508	2	79
		2508	2573	2	
		2573	2603	3	
		2603	3308	71	
		3308	3313	2	
	ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш»)	3293	3293	1	1
	ПРП-Ц-Н-127 («Уралнефтемаш»)	3303	3303	1	1
	ПХГМЦЗ 127/156	2498	2498	1	1
	ЦТ 127/156	2573	3273	70	70

Цементируемый хвостовик 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2573	2573	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2563	2563	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	2398	2399	2	17
		2399	2464	2	
		2464	2494	3	
		2494	2568	8	
		2568	2573	2	
	220 – ЦТ 178/220	2473	2573	10	10
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2563	2563	1	1
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2553	2553	1	1
Эксплуатационная колонна 244,5 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	2473	2473	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	2463	2463	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	1221	30	86
		1221	1271	6	
		12771	2468	48	
		2468	2473	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	2463	22463	1	1
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	1241	1241	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	1231	1231	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	56
		20	50	1	
		50	110	6	
		110	1236	45	
		1236	1241	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	1221	1221	1	1
Направ-ление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	70	70	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	1	6
		20	75	2	
		75	80	2	
	ПРП-Ц-В-426 («Уралнефтемаш»)	70	70	1	1

2.4.2 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

2.4.2.1 Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гп}, \quad (15)$$

где: $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

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

$P_{гп}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины.

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (16)$$

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

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (17)$$

где: λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

L – длина скважины по стволу, м;

Условия выполняются во всех случаях, следовательно, цементируем в одну ступень.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{\text{б.ж.}} = S_{\text{к.п.о.с.}} \cdot V_{\text{в.п.}} \cdot t, \quad (18)$$

где: $S_{\text{к.п.о.с.}}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

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

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 600÷720 с при ламинарном течении).

$$S_{\text{к.п.о.с.}} = \pi \cdot (D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) / 4, \quad (19)$$

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

$D_{\text{эк н}}$ – наружный диаметр эксплуатационной колонны, м;

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

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

$$V_{\text{тр}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{к}}) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{к}} - L_1) + d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4, \quad (20)$$

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

$d_{\text{эк вн 1}}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

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

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

Расчёт необходимого количества продажной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м³) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot (d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}) / 4, \quad (21)$$

где: $k_{\text{прод}}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продажной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

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

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

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

$$G_{\text{сух}} = (K_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{тр}} \cdot V_{\text{тр}} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (22)$$

где: $K_{\text{ц}}$ – коэффициент, учитывающий потери тампонажного материала при погрузочно-разгрузочных работах, берется в пределах $1,03 \div 1,05$;

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м^3) определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = K_{\text{в}} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (23)$$

где: $K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды, принимается равным $1,08 \div 1,10$.

Включение в состав нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), повышает время загустевания тампонажного раствора.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» и «МБП-МВ».

Результаты расчетов, приведенных выше, представлены в таблице 32.

Схема обвязки цементирующей техники представлена на рисунке 41.

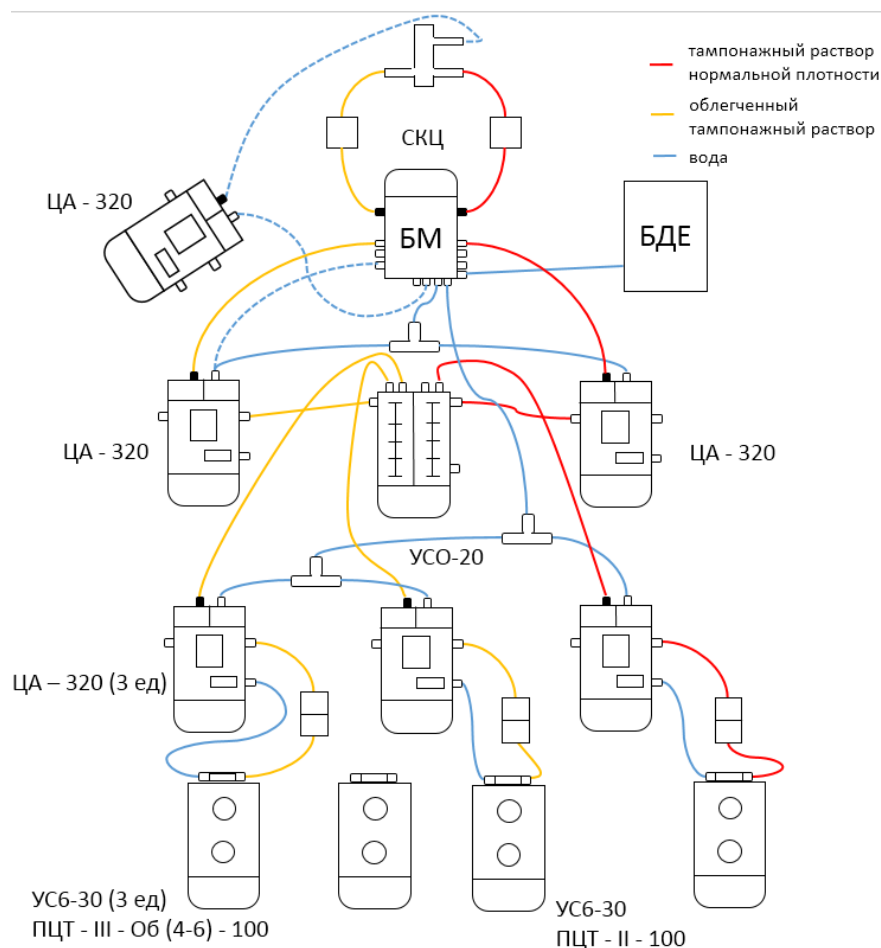


Рисунок 41 –Технологическая схема обвязки цементирующей техники с применением:

- 1 – цементосмесительная машина типа УС 6-30; 2 – бачок затворения; 3 – тройник; 4 – установка смесительная осреднительная типа УСО-20; 5 – блок дополнительных емкостей; 6 – блок манифольда; 7 – станция контроля цементирования; 8 – цементирующая головка

Таблица 32 – Расчет цементирования

Параметр	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Цементируемый хвостовик
1	2	3	4
Давление гидроразрыва (0,95Р _{гр}), МПа	14,68	43,24	63,7
Давление составного столба жидкости в КП (Р _{гс кп}), МПа	13,39	35,97	24,09
Гидродинамические потери давления в КП (Р _{гдкп}), МПа	0,59	1,76	5,04
Р _{гскп} + Р _{гдкп} МПа	13,98	37,74	29,14
Буферная жидкость			

Объем, м3	3,82	1,73	1,15
Плотность	1050	1050	1050
Объем воды необходимый для приготовления, м3	3,82	1,73	1,15
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	267,35	121,35	80,27
Буферная жидкость			
Объем, м3	15,28	6,93	4,59
Плотность	1050	1050	1050
Объем воды необходимый для приготовления, м3	15,28	6,93	4,59
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	229,16	104,2	68,81
Тампонажный раствор нормальной плотности			
Объем, м3	7,095	2,87	32,914
Плотность, кг/м3	1820	1820	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м3	4,72	1,92	21,91

Продолжение таблицы 32.

1	2	3	5
Наименование компонента	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	ПЦТ-III-О6(4-6)-50	ПЦТ - II - 100
Масса компонента, тонн	6,4	3,14	41,41
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	7	4	4
Расход НТФ, кг	0,41	0,41	0,41
Объем, м3	47,789	53,49	0
Плотность, кг/м3	1450	1450	0
Объем воды необходимый для приготовления, м3	35,42	39,64	0
Наименование компонента	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 100	0
Масса компонента, тонн	38,58	43,18	0

Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	4	5	0
Расход НТФ, кг	0,41	0,41	0
Объем, м ³	68,100	106,26	45,58
Плотность, кг/м ³	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода

2.4.3 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.3.1 Выбор жидкости глушения

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

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

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

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1418 \text{ кг/м}^3,$$

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 2.7.2.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внцхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2 * 191,13 = 382,26 \text{ м}^3 \quad (2.7.2)$$

$V_{\text{внхв}}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ,

$V_{\text{внцхв}}$ – внутренний объем цементируемого хвостовика, м^3

$V_{\text{внэк}}$ – внутренний объем ЭК, м^3 ,

2.4.3.2 Вызов притока

Вызов притока осуществляется, сваби́рованием. В ходе проведения работ по сваби́рованию (рис. 1) поршень опускается в скважину на тросе или грузовой штанге, затем вновь поднимается, что вызывает приток жидкости, уровень которой после проведения подобных манипуляций снижается достаточно медленно. Это позволяет обеспечить плавный запуск скважины и уменьшает риск проникновения в продуктивный пласт промывочного раствора.

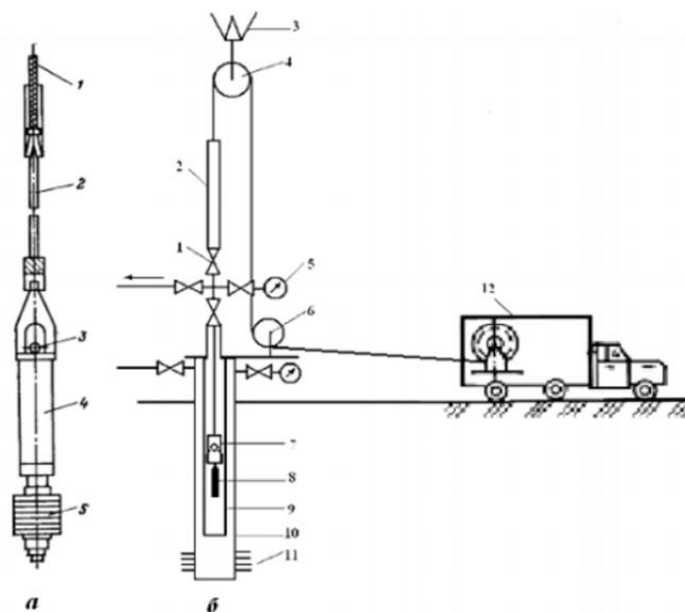


Рисунок 41 – Освоение скважины свабированием: а – сваб (1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), б – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная колонна; 11 – зона перфорации; 12 – каротажный подъемник)

Свабирование прекращают при полном извлечении скважинной жидкости или при начавшемся проявлении пластового флюида. Этот способ освоения скважины не требует дополнительного оборудования и позволяет более длительно дренировать пласт.

2.5 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 АФ6-80/65х70.

2.6 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего исходя из условной глубины бурения, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спускоподъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами.

Таблица 33 – Результаты проектирования буровой установки

Выбор буровой установки			
Максимальный вес бурильной колонны, тс (Q _{бк})	87,72	$[G_{кр}] \times 0,6 > Q_{бк}$	$150 > 87,2$
Максимальный вес обсадной колонны, тс (Q _{об})	200,6	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$225 > 200,6$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс (Q _{пр})	114	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$250/114 = 2,19 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс (G _{кр})	250		

3 СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Вибрационные сита

Конструкция

Основные элементы конструкции вибросита изготавливаются из качественной конструкционной стали. Для обеспечения износостойкости и долговечности при эксплуатации поверхность элементов конструкции окрашивается специальными порошковыми красками с последующим их запеканием по специальному режиму. Спецификой вибросит, применяемых для очистки буровых растворов является то, что их рабочая камера, а также контактирующие с обрабатываемым материалом детали выполняются из коррозионностойкой стали.

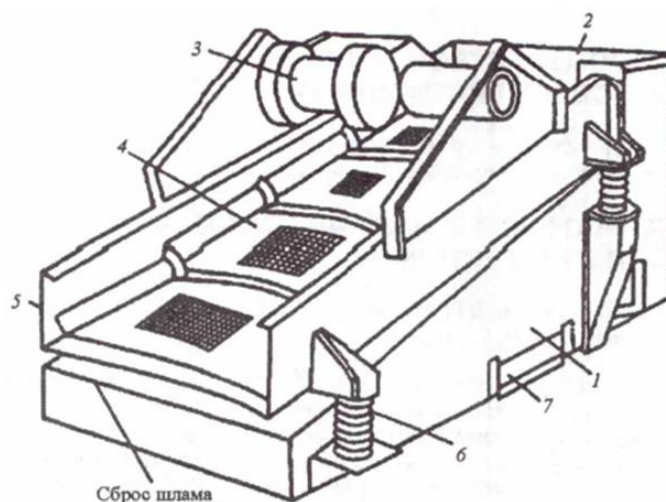


Рисунок 16 – Вибросито: 1 — лоток; 2 — приемник с распределителем потока; 3 — вибратор; 4 — сетка; 5 — вибрирующая рама ; 6 — амортизаторы; 7 — поддон для очищенного бурового раствора

Функции

Вибрационное сито – элемент системы очистки бурового раствора, предназначенный для очистки бурового раствора от частиц выбуренных пород при бурении скважин.

- Отсев — отсев небольшого процента крупных включений из материала,
- Разделение на фракции — калибровка частиц продукта на фракции разных размеров,
- Обезвоживание — отделение жидкости от большого количества твердых частиц,
- Фильтрация — очистка большого количества жидкости от крупных инородных включений.

Принцип работы

Вначале буровой раствор при входе в специальную емкость для питания снижает скорость, после чего осуществляется его выдача на сетку вибрационную сетку сита. Специальная рама, которая входит в устройство вибросита, начинает приводить его в движение, для получения колебаний. Сетка, при действии на нее виброрама начинает совершать колебательные движения, которые таким образом воздействуя на раствор, выдают его через сеточное устройство, оставляя при этом наиболее крупные фракции раствора на поверхности сетки. Оставшийся на поверхности сетки шлам, транспортируется в конечную часть вибрационного сита.

Далее отобранный шлам выдается сквозь специальные шнековые устройства в шламоприемник сам раствор пройдя таким образом очистку выдается в специальную емкость, которая является емкостью очистительного блока. Уже после проведения дополнительных переливов буровой раствор выдается на дальнейшее использование в основной блок. [2]

Классификация

Вибросита классифицируются по следующим показателям:

- тип установленной сетки — сетки для вибросит бывают каркасными и натяжными; наибольшим спросом сегодня пользуются именно каркасные ситовые панели, поскольку они поддаются регулировке, в отличие от натяжных, в которых сила натяжения задана заводом-изготовителем.



Рисунок 17 – Каркасные кассеты.



Рисунок 18 – Натяжные кассеты.

- количество уровней производимой очистки - одноуровневые, двухуровневые и трехуровневые вибрационные сита.

Двухуровневые сита применяют для увеличения площади просеивания бурового раствора, не увеличивая занимаемую оборудованием площадь раствора. На всех трех уровнях устанавливаются сетки различного размера.

Самыми распространенными типами сит являются одноуровневые.

Основное их преимущество - наглядность процесса очистки и удобный контроль степени износа сетки. [1]



Рисунок 19 – Вибросито одноуровневой схемы очистки.

Двухуровневые сита применяют для увеличения площади просеивания бурового раствора, не увеличивая занимаемую оборудованием площадь.



Рисунок 20 – Вибросито двухуровневой схемы очистки.

Трехуровневые сита применяются и для увеличения площади просеивания, и для восстановления различных добавок в буровой раствор. При таком восстановлении обычно на первом уровне очистки происходит грубая очистка бурового раствора, на втором уровне – восстановление добавки с её возвратом в активную растворную систему, на третьем уровне происходит тонкая очистка бурового раствора.



Рисунок 21 – Вибросито трёхуровневой схемы очистки.

– тип колебаний – возможны варианты вибрационных колебаний линейного, эллиптического и кругового типов.

Тип колебаний, применяемый на вибрационном сите, влияет на скорость транспортировки шлама, скорость износа ситовой поверхности, качество просеивания.

Линейные колебания получают установкой двух вибродвигателей, вращающихся в разные стороны наверху на виброраме. При этом считается, что ось, проходящая между вибродвигателями, должна проходить через центр тяжести для получения равномерных гармоничных колебаний (линейных) во всех точках виброрамы (по всей ситовой поверхности). [3]

Эллиптические колебания получают установкой одного вибродвигателя вне центра тяжести вибрационной рамы, эллиптические колебания позволяют лучше осушать шлам, меньше влияют на его разбивание на сетке и приводят к увеличению срока службы сетки (по некоторым оценкам на 10-15 %), тем самым приводят к увеличению срока эксплуатации сетки.

Круговые колебания получают установкой одного вибродвигателя в центре тяжести вибрационной рамы. Делается это для равномерных

гармоничных колебаний (круговые) во всех точках виброрамы (по всей ситовой поверхности).

3.2 Гидроциклоны (ПЕСКО- И ИЛООТДЕЛИТЕЛИ)

Пескоотделители и илоотделители - это гидроциклонные установки, предназначенные для тонкой очистки бурового раствора, т.е. для удаления из раствора абразивных твердых веществ (твердых частиц определенного размера). Первый этап такой очистки называется пескоотделением, а второй – илоотделением.

Конструкция

Гидроциклон состоит из камеры приемной, цилиндров, один из которых опорный, трёх конусов, сливного патрубка, песковой насадки, питательного патрубка. Разработанная конструкция гидроциклона позволяет выполнить замену тех элементов, которые в процессе эксплуатации могут быть повреждены или изношены.

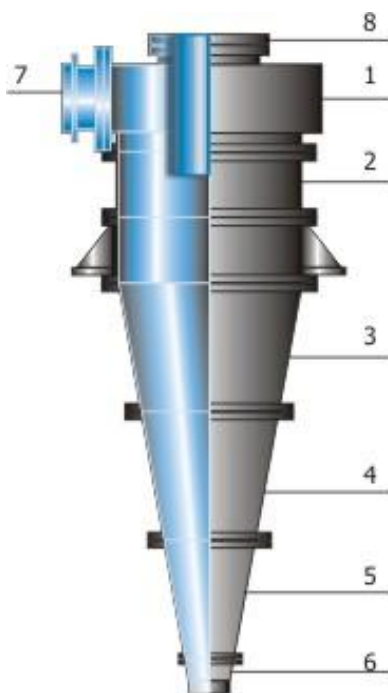


Рисунок 22 – Конструкция гидроциклона: 1– камера приемная ; 2– цилиндр;

3–конус опорный; 4– конус промежуточный; 5– конус нижний; 6– насадка песковая; 7–патрубок питательный; 8– патрубок сливной

Принцип работы

Принцип действия установок основан на разделении суспендированных частиц по массе под действием инерционных сил, возникающих в вихревом потоке гидроциклонов.

Гидроциклоны-пескоотделители объединены в установку из двух или трех конусов с диаметром 10 дюймов и могут перерабатывать большие объемы бурового раствора в расчете на каждый конус, однако они отделяют только фракцию с крупными частицами. Поэтому для дальнейшей очистки раствора часто необходимо использовать также и илоотделители.

Илоотделитель представляет собой агрегат для очистки бурового раствора, состоящий из батареи илоотделяющих конусов диаметром 4 дюйма, которые могут быть расположены непосредственно над вибрационным ситом.

Классификация Гидроциклонов

По назначению:

- осветлители – для очистки жидкостей от твердых частиц;
- сгустители – для сгущения суспензий;
- классификаторы – для разделения жидких дисперсных материалов по размеру, плотности или форме включений;
- дегазаторы – для очистки жидкостей от растворенных газов;
- для разделения эмульсий.

По количеству потоков на выходе:

- двухпотоковые;
- многопотоковые. По форме корпуса:
- цилиндрические;
- конусно-цилиндрические.

По взаимному направлению движения потоков:

- прямоточные (однонаправленные);
- противоточные.

- напорные;
- низконапорные (открытые);
- роторные (турбоциклоны).

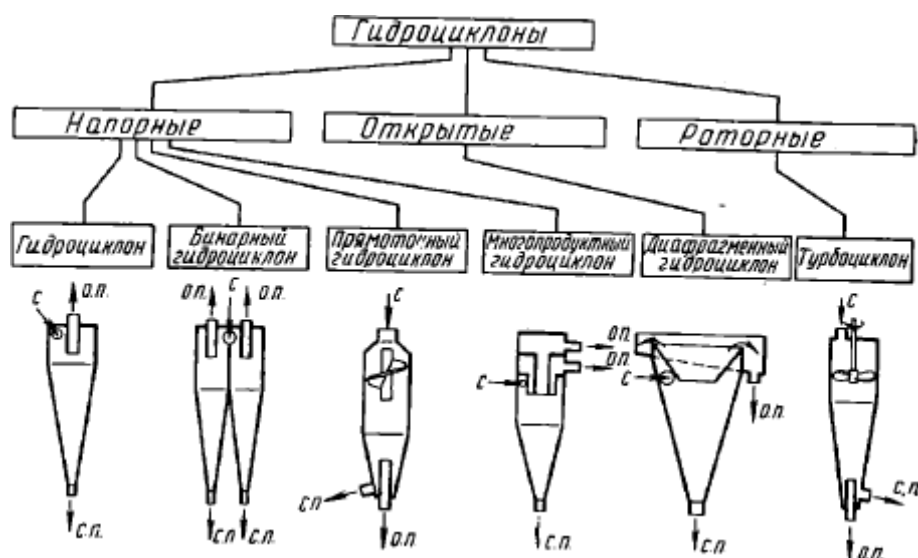


Рисунок 23 – Классификация гидроциклонов по способу передачи среде вращения.

Открытые гидроциклоны применяют для выделения из сточных вод оседающих, преимущественно тяжёлых, и грубодисперсных всплывающих веществ. Можно применять открытые гидроциклоны в комплексе с другими сооружениями для механической очистки производственных сточных вод в первой ступени. Перед подачей в открытые сточные воды при необходимости можно коагулировать. Существенным преимуществом открытых гидроциклонов является большая удельная пропускная способность [2—20 л/с.ч)] небольших потерях напора (обычно не более 0,5 м). [3]

Открытые гидроциклоны относятся к сооружениям отстойного типа с вращательным движением потока в рабочей зоне, которое обеспечивается тангенциальным подводом осветляемой воды к цилиндрическому корпусу.

Вращение потока способствует агломерации взвешенных частиц и увеличение их гидравлической крупности.

Для более равномерного распределения потока и более полного использования объема гидроциклона число впускных патрубков должно быть не менее двух. Скорость впуска воды в гидроциклон составляет 0,1-0,5 м/с.

Для всех типов открытых гидроциклонов осадок из конической части удаляют откачкой насосами, гидроэлеваторами или под гидростатическим давлением воды. Для задержания и удаления всплывающих примесей и нефтепродуктов гидроциклоны оборудуются полупогружным кольцевым щитом, устанавливаемым перед водосливом на расстоянии не более 50 мм, и погружной воронкой. Эффект очистки в открытых гидроциклонах определяется в основном удельной гидравлической нагрузкой, которую устанавливают в зависимости от характеристики сточных вод требуемой степени очистки и от геометрических размеров гидроциклона. Открытые гидроциклоны без внутренних устройств (Рисунок 24, а) рекомендуется применять для задержания крупной мелкодисперсных примесей гидравлической крупностью 5 мм/с и более.

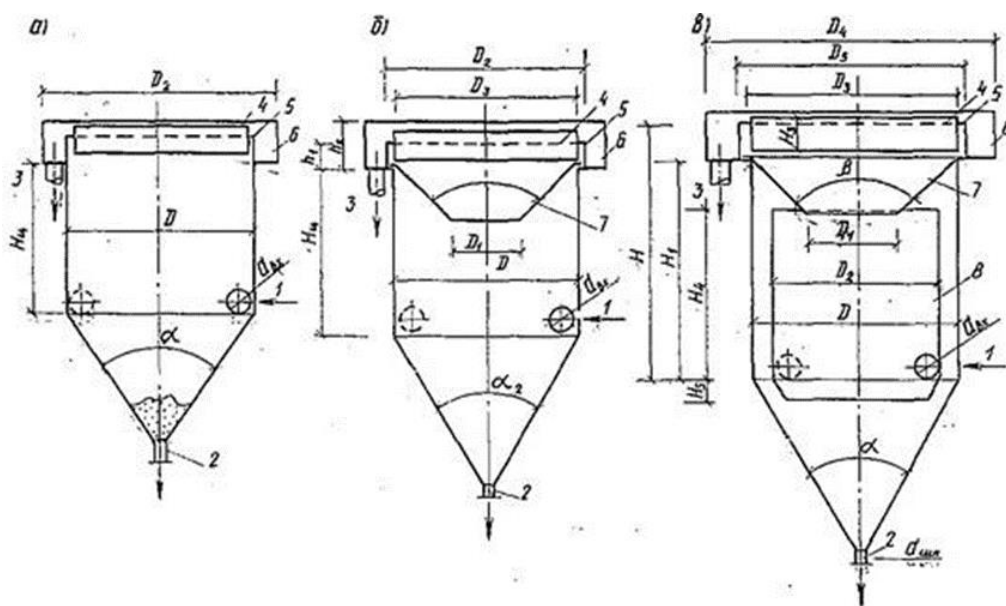


Рисунок 24 – Открытые гидроциклоны: а — без внутренних устройств; б — с конической диафрагмой; в — с конической диафрагмой и цилиндрической

перегородкой; 1 — водоподающая труба; 2 — шлагоотводящая труба; 3 — водоотводящая труба; 4 — полупогружная кольцевая стенка; 5 — кольцевой водослив; 5 — водосборный кольцевой лоток; 7 — коническая диафрагма; 8 — цилиндрическая перегородка.

Роторные гидроциклоны

По принципу действия турбоциклон является комбинацией гидроциклона и центрифуги. Турбоциклон включает корпус, импеллер в виде размещенных на втулке лопастей, входной и выходной патрубки. Необходимый для работы напор создается не насосом, как в гидроциклонах, а турбинкой, расположенной в цилиндрической части аппарата (Рисунок 24, а). [1]

Движение пульпы; проходящей через турбоциклон, меняется с одного вида на другой, поступательное движение во всасывающем патрубке в лопастном колесе меняется на вращательное. При выходе из лопастного колеса пульпа, ударяясь о стенку. Цилиндрической части корпуса, меняет вращательное движение на поступательное. После этого пульпа, при помощи вращающегося цилиндрического патрубка с радиальными лопастями, снова приобретает вращательное движение, обуславливающее наличие разделительного центробежного поля турбоциклона. [2]

При перемещении пульпы внутри корпуса турбоциклона последняя встречает изгибы, обусловленные конструкцией цилиндрического корпуса. Это приводит к возникновению турбулентных потоков, влияющих на эффективность разделения, местных гидравлических сопротивлений, требующих дополнительного расхода электроэнергии и снижающих производительность.

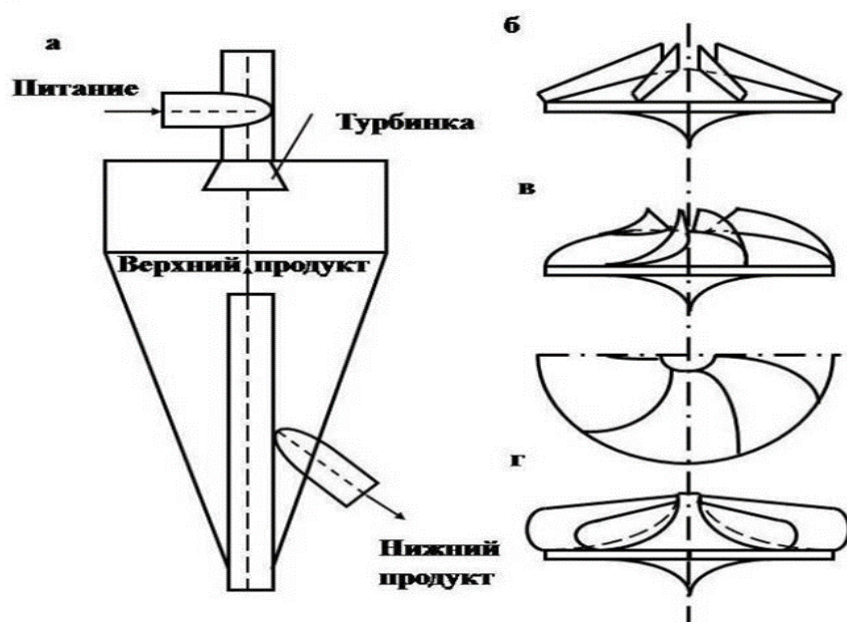


Рисунок 25 – Турбогидроциклоны.

Напорные Гидроциклоны

Напорные гидроциклоны применяются для механической очистки сточных вод, а также для сгущения, обогащения и классификации осадка, выделяемого из сточных вод. В напорном гидроциклоне струя, двигаясь по винтовой спирали вдоль наружной стенки аппарата, направляется в его коническую часть. Здесь основной поток изменяет направление движения и перемещается к центральной части аппарата. Выделяющийся в пристенной зоне осадок, и наиболее насыщенная взвешенными веществами часть воды удаляются из аппарата через насадку для шлама. Поток осветленной воды в центральной зоне аппарата движется по цилиндрической спирали вверх к сливной насадке. [3]

В зависимости от диаметров указанных насадок, а также размеров других конструктивных элементов гидроциклонов происходит соответствующее разделение осветленной воды и шлама. Гидроциклоны могут работать в вертикальном, наклонном или горизонтальном положении.

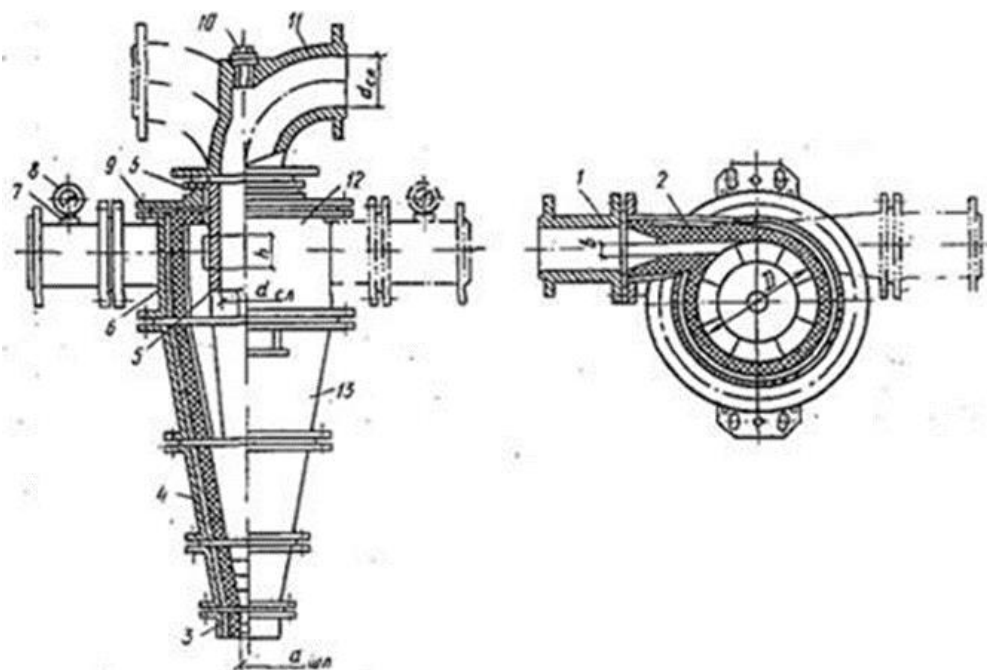


Рисунок 26 – Напорный гидроциклон: 1 — питающий патрубок; 2 — съемный, резиновый вкладыш; 3 — шламовый патрубок; 4 — составные элементы конической части; 5 — сливной патрубок; 6 — цементная стяжка; 7 — мембранный разделитель; 8 — манометр; 9 — крышка цилиндрической части; 10 — заглушка отверстия для подключения импульсной линии системы автоматического регулирования гидроциклона; 11 — внешний сливной патрубок; 12 — цилиндрическая часть; 13 — коническая часть.

3.3 Центрифуги

Конструкция

Система очистки буровых растворов на базе центрифуги предназначена для глубокой очистки утяжелённых и неутяжелённых растворов от выбуренной породы при бурении нефтяных, газовых и других скважин. Применяется в составе циркуляционных систем буровых установок.

Эффективные системы очистки буровых растворов, включающие современные вибросита и центрифуги, за счет изменения режимов работы, позволяют поддерживать определенную глубину очистки бурового раствора и

содержания общей, а также активной твердой фазы в нем, тем самым регулируют технологические свойства бурового раствора и оказывают первостепенное влияние на скорость бурения и экономические показатели бурения скважин. [1]

1-горизонтальный ротор

2- шнек

3-шламоприемник

4-приемник раствора

5,6-ротор

7,8-коренные подшипники

9,10-подшипники

11-приводной шкив

12-планетарный редуктор

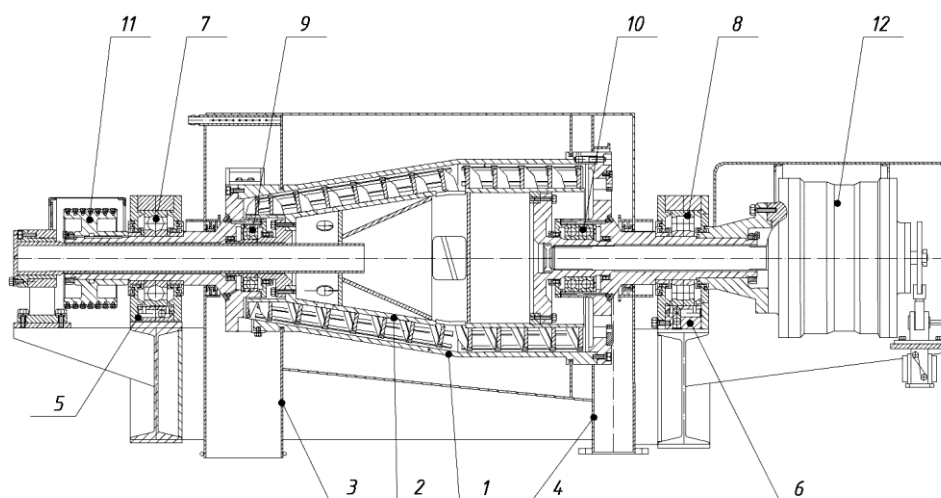


Рисунок 27 – Конструкция центрифуг для очистки буровых растворов.

Принцип работы

В бурении применяются только осадительные шнековые центрифуги с непрерывной выгрузкой осадка. Центрифуга состоит из горизонтального ротора 1 с цилиндрическим и коническим участками, шнека 2, шламоприемника 3 и приемника раствора 4. Ротор имеет цапфы 5 и 6,

посредством которых он установлен в коренных подшипниках 7 и 8(рис. 27). Шнек установлен внутри ротора с возможностью вращения в подшипниках 9 и 10. Ротор приводится во вращение от электродвигателя посредством приводного шкива 11. Вал шнека соединен с ведомым валом планетарного редуктора 12, закрепленного на роторе с помощью фланца. Планетарный редуктор предназначен для передачи вращения от ротора к шнеку с некоторым уменьшением скорости вращения шнека по сравнению со скоростью вращения ротора. [3] Работает центрифуга следующим образом. По питающей трубе, проходящей внутри шнека, через загрузочные окна раствор поступает в ротор центрифуги. В роторе раствор течет к сливным отверстиям. При этом твердые частицы под действием центробежной силы оседают на стенки ротора, а освободившаяся от частиц жидкость сливается через сливные отверстия в приемник раствора 4. Так как шнек вращается относительно ротора, то шнек транспортирует осевшие частицы к узкому концу ротора на выгрузку.

Таким образом, шнековая центрифуга обеспечивает непрерывную выгрузку шлама при непрерывной подаче раствора на обработку без изменения скорости ротора.

Классификация

Классификация центрифуг в общем случае возможна по следующим параметрам:

- по типу организации процесса (непрерывные и периодические);
- по расположению вала (наклонные, горизонтальные, вертикальные);
- по способу выгрузки осадка (с центробежной выгрузкой, гравитационной, шнековой, ручной и т.п.)

Центрифуги по фактору разделения делятся на две группы и называются нормальными центрифугами ($K_p < 300$) и сверхцентрифугами ($K_p > 3000$).

Нормальные центрифуги используются чаще всего для разделения всех суспензий, кроме тех, которые имеют очень малую концентрацию твердых веществ. Сверхцентрифуги, в свою очередь, используются для разделения тонких суспензий и эмульсий. [2]

Если разделять центрифуги по назначению, то можно выделить отстойные, фильтрующие и разделяющие (сепарирующие) центрифуги.

- Фильтрующие центрифуги оснащаются дырчатыми барабанами, покрытыми изнутри, как правило, тканью или другой фильтрующей перегородкой. Данный тип центрифуг используется для разделения суспензий, имеющих зернистую или кристаллическую твердую фазу, а также твердых и штучных материалов.

- Отстойные центрифуги, имеющие сплошной барабан без отверстий, используются для разделения суспензий, плохо поддающихся фильтрации, а также для осветления суспензий, содержащих малое количество твердой фазы.

- Разделяющие центрифуги тоже оснащены сплошным барабаном. Данный тип центрифуг чаще всего используются для разделения концентрированных суспензий и эмульсий.

3.4 Ситогидроциклонной установки

Конструкция

Ситогидроциклонные установки торговой марки «HBS» типа WSGO на базе вибросита типа WSL, производства ООО «ХимБурСервис» предназначены для удаления мелких частиц выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин, получения шлама пониженной влажности, применяются в составе циркуляционных систем буровых установок при безамбарном и малоотходном бурении.

Ситогидроциклонные установки типа WSGO представляют собой 3-х ступенчатую систему очистки, рассчитанную на обработку как утяжеленных, так и не утяжеленных буровых растворов. Это устройства, в которых скомбинированы гидроциклонная группа и осушающее вибросито типа WSL. Гидроциклоны осуществляют первичную сепарацию твердой фазы за счет

использования центробежной силы, которая затем направляется на сетку вибросита, удерживая при этом дорогостоящие жидкости.

Пескоотделитель ГЦК-360 комплектуется одним гидроциклоном диаметром 360 мм.

Илоотделитель ИГ-45 комплектуются гидроциклонами диаметром 150 мм в количестве 6 штук.

1-вибросито

2-илоотделитель

3-пескоотделитель

4-стойка для крепления гидроциклонов

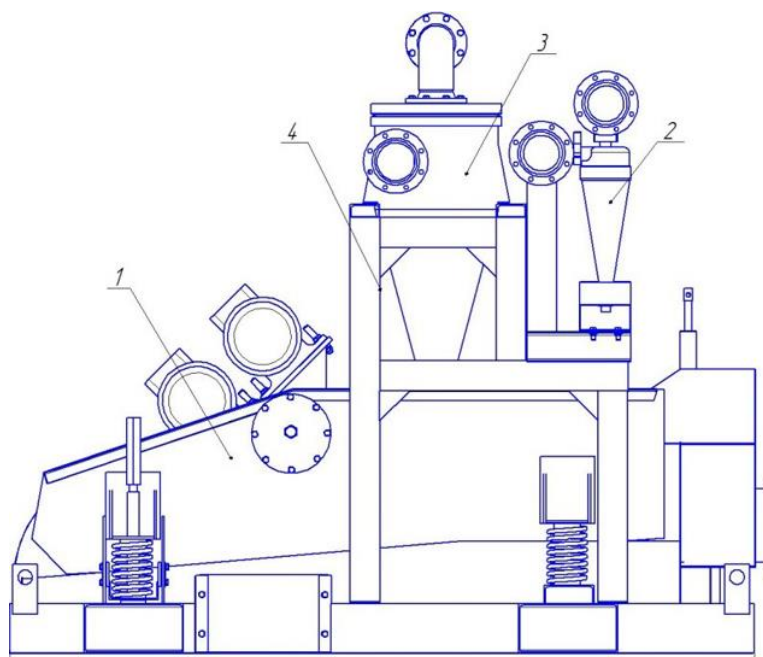


Рисунок 28 – Конструкция ситогидроциклонной установки.

Принцип работы

Ситогидроциклонная установка предназначена для очистки бурового раствора от выбуренной породы при бурении нефтяных и газовых скважин, получения шлама пониженной влажности. Оборудование представляет собой систему двухступенчатой очистки буровых растворов от твёрдых фракций. В одном компактном комплекте устанавливаются пескоотделитель, илоотделитель и расположенное под ними вибросито.

Гидроциклоны осуществляют первичную сепарацию твердой фазы (частиц 44-74 мкм – для пескоотделителя, частиц 15-74 мкм – для илоотделителя, которая затем направляется на сетку вибросита, удерживая при этом дорогостоящие жидкости, как из утяжеленных, так и неутяжеленных буровых растворов, и во избежание потери баритов. Гидроциклоны изготовлены из высокопрочного полиуретана, который обеспечивает продолжительный срок службы. На питающих линиях гидроциклонов установлены манометры со средоразделителем для контроля рабочего давления подаваемого раствора. [1]

Суспензия подается под давлением (как правило – 5 – 15 атм.) в питающий патрубок.

Направляясь внутренними стенками корпуса, жидкость закручивается (как циклон).

Тяжёлые нерастворенные примеси под действием центробежных сил отбрасываются на периферию, прижимаясь к стенкам корпуса. Образуется два циклона – внешний (у стенок) и внутренний (по центру — в виде узкого высокого завихрения). Таким образом, тяжёлые взвеси опускаются книзу под действием силы тяжести, растущей в связи с укрупнением (агломерацией) частиц. Внешний закрученный поток, при этом, также устремляется вниз.

На более легкие примеси в составе осветленной жидкости действуют центростремительные силы. А очищенная вода поднимается во внутреннем потоке к центральному верхнему выходу. Оттуда она поступает на следующую стадию очистки.

Классификация

В соответствии с требованиями клиентов и в соответствии с условиями бурения предлагается 3 варианта на выбор стационарную, мобильную и низкотемпературную циркуляционные системы бурового раствора. При транспортировке имеется возможность демонтажа некоторого оборудования в соответствии с требованиями сухопутного и морского транспорта. [2]

Отметим, что зарубежные рекомендации в отношении применения

ситогидроциклонных сепараторов на неутяжеленных растворах достаточно распылчаты. В частности, в стандарте Американского нефтяного института RP13C указывается, что ситогидроциклонный сепаратор должен использоваться только на утяжеленных растворах, хотя все американские «очистители бурового раствора», поставляемые в Сибирь, предназначены исключительно для неутяжеленных растворов.

В иностранном справочнике ситогидроциклонные сепараторы рекомендуется использовать вместо пескоотделителей и илоотделителей в случае использования дорогостоящих буровых растворов или в циркуляционной системе закрытого типа (без шламовых амбаров). Но так как в последние годы «дешевые» растворы почти не применяются, а из-за ужесточения природоохранного законодательства закрытые циркуляционные системы стали повсеместным явлением, то получается, что ситогидроциклонные сепараторы должны использоваться практически всегда, что наблюдается на отечественных буровых.

3.5 Блоки химического усиления центрифуг

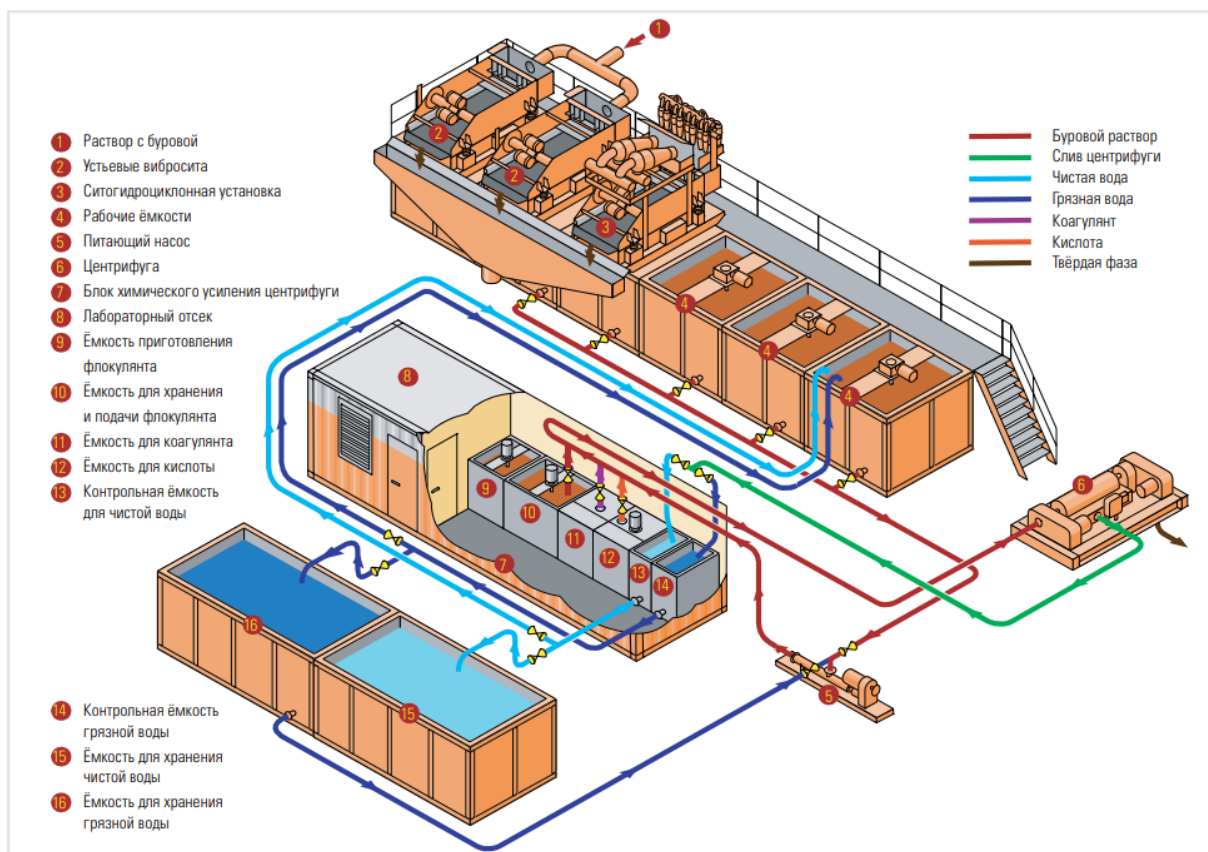


Рисунок 29 – Оборудование для очистки бурового раствора: БХУЦ.

Известно, что наличие частиц коллоидного размера может ухудшить производительность бурового раствора на водной основе, так как для поддержания надлежащих реологических свойств и плотности раствора требуются дорогостоящие операции по его разбавлению. Это, в свою очередь, приводит к увеличению объемов отходов, которые подлежат обработке и утилизации.

Мобильные контейнерные системы обезвоживания (БХУЦ) компании M-I SWACO устраняют эти частицы в процессе центрифугирования с одновременной химической очисткой, что является значительно более эффективным и экономичным методом, чем простая обработка в скоростной центрифуге.

Для нефтедобывающих компаний эта система является мощным инструментом поддержания оптимальных параметров бурового раствора и в то же время минимизации количества растворных отходов и снижения затрат на

очистку, обработку и утилизацию отходов. В наличие имеется несколько конструкций установок обезвоживания (БХУЦ), которые соответствуют всем требованиям береговых или морских установок.

Химические и физические аспекты процесса обезвоживания

Сверхмалые коллоидные частицы имеют размер от 3 до 5 микрон. Они стабильны и равномерно диспергированы в буровом растворе. В растворе они обычно имеют отрицательную электростатическую заряженность, и именно эта одноименность зарядов обеспечивает стабильность и разрозненность частиц, не позволяя им осаждаться. Оборудование для очистки бурового раствора: БХУЦ позволяя им осаждаться даже при повышенных силах G , создаваемых в центрифуге. Для решения этой проблемы M-I SWACO применяет химические реагенты для того, чтобы дестабилизировать эти частицы и способствовать их группировке в более крупные образования, которые легче поддаются удалению путем центрифугирования. Успешная флокуляция в процессе обезвоживания может включать до четырех этапов:

Регулирование pH. Большинство буровых растворов поддерживается в щелочной среде с уровнем pH от 9,0 до 10,5. Некоторые коагулянты более эффективны в узком интервале pH, близком к нейтральному уровню 7,0, поэтому к поступающему раствору добавляют кислоту, чтобы отрегулировать pH до уровня, оптимального для коагуляции.

Коагуляция. Катионные, позитивно зараженные полимеры и неорганические соли, такие, как сульфат алюминия, образуют два основных типа коагулянтов. Они снижают электростатический заряд коллоидных частиц, что приводит к их сцеплению или соединению при соприкосновении. При более высокой концентрации неорганических солей образуются крупные выпадающие в осадок образования, которые также включают коллоидные частицы.

Флокуляция. На следующем этапе к раствору добавляют специальный полимерный флокулянт. Полимерные формы способствуют тому, что коагулированные частицы физически соединяются друг с другом в более крупные, пористые трехмерные структуры, называемые «хлопья». По сравнению

с исходными частицами коллоидного размера, эти более крупные хлопья относительно легко удаляются в качестве влажного осадка. Центрифугирование. Последний этап процесса обезвоживания заключается в удалении флокулированной твердой фазы с использованием полностью регулируемой высокоскоростной центрифуги, в результате чего на выходе получается готовая к использованию восстановленная жидкость, не содержащая твердой фазы.

Принцип работы

Раствор из активной системы или резервуара для хранения поступает в установку для обезвоживания. Утяжеленный раствор предварительно проходит через центрифугу для восстановления барита, где твердая фаза высокой плотности удаляется и затем возвращается в систему циркуляции бурового раствора. По мере прохождения раствора по смесительной линии в установке обезвоживания, к нему добавляются химические реагенты для усиления флокуляции. Вид химической обработки зависит от типа раствора и требуемого качества восстановленного раствора. В зависимости от этого может быть добавлена кислота для регулирования pH, или может потребоваться добавление коагулянтов и флокулянтов. [1]

Для каждого вида обработки требуется отдельные емкости для хранения, а также нагнетательные насосы и смесители. При использовании сухих материалов понадобятся дополнительные смесительные емкости. Процесс смешивания и закачки химреагентов полностью контролируется ПЛК. При необходимости добавить коагулянты потребуются перемешиватель с большими сдвиговыми усилиями, который обеспечит дисперсию коагулянтов в буровом растворе. Для добавления в поступающий раствор флокулирующих полимеров используется перемешиватель с малыми сдвиговыми усилиями, чтобы не допустить разрыва хлопьев.

Флокулированный раствор затем подается в центрифугу для обезвоживания, где флокулированная твердая фаза удаляется, и остается чистая, готовая к повторному использованию восстановленная жидкость. [1]

Особенности и преимущества

- В районах, где существуют ограничения по сбросу отходов, данная система является гораздо более экономичной, чем вывоз, обработка и утилизация отходов.
- Для проектов, где сброс отходов запрещен, технология обезвоживания играет важную роль в системах замкнутого цикла.
- Позволяет снизить точку отсечки до отметки ниже стандартных эксплуатационных параметров оборудования очистки.
- Характерная для данной системы способность повторного использования воды облегчает поддержание системы циркуляции раствора в хорошем состоянии и является особенно ценной в условиях нехватки водных ресурсов.
- Повторное использование жидкой фазы снижает расходы на подготовку растворов и утилизацию отходов.
- Полностью укомплектованная установка имеет небольшую опорную поверхность, что особенно важно для размещения на объектах, где необходимо рациональное использование пространства.
- Встроенный магнитный расходомер точно фиксирует обработанные объемы и расход воды.
- Компьютеризированная дозирующая система снижает расходы на химреагенты.
- Высокопроизводительная, полностью регулируемая центрифуга.

Технологическая схема процесса обезвоживания



Рисунок 30 – Технологическая схема процесса обезвоживания.

3.6 Блоки осушения и утилизации шлама



Рисунок 31 – Схема блока осушения и утилизация шлама.

Рассмотрим технологию осушки шлама с использованием установки VERTI-G.

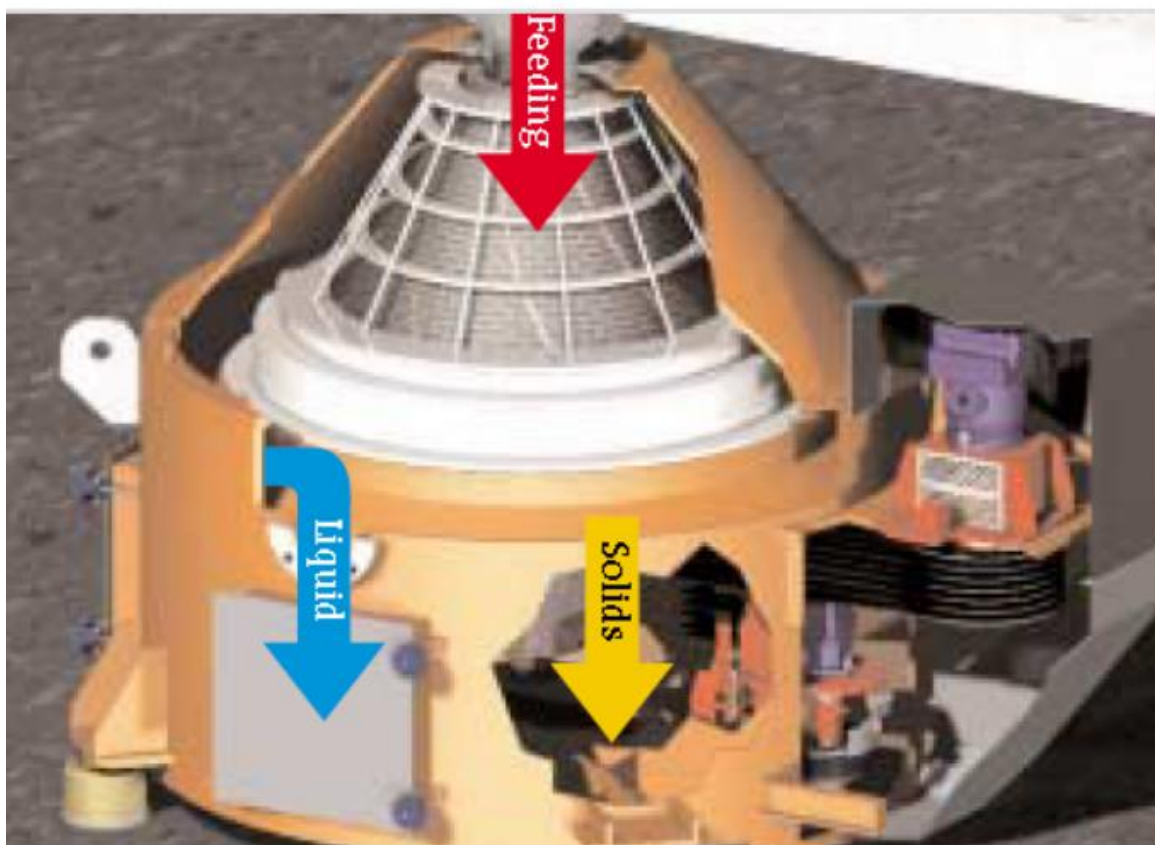


Рисунок 32 – Установка VERTI-G.

Буровой шлам из вибросита подается в осушитель шлама VERTI-G при помощи нижеследующих систем транспортировки, сконструированных на буровой площадке:

- Система загрузки шлама самотеком
- Пневматическая система транспортировки
- Вакуумная система транспортировки
- Система загрузки с использованием шнековых конвейеров
- Подача бурового шлама в осушитель

VERTI-G управляется ПЛК, и осуществляется непрерывно для достижения оптимальной сепарации жидкости и твердой фазы.

После того, как шлам попадает в приемную воронку осушителя, широко разнесенные регулируемые ножи ротора непрерывно распределяют его по внутренней поверхности сетки. Ножи ротора имеют твердосплавное покрытие, что снижает износ и обеспечивает оптимальный зазор между сеткой и

ножами. Ножи ротора внутри осушителя шлама VERTI-G воздействуют на шлам вращательным движением, что способствует лучшей сепарации и не дает засориться сетке.

Под действием высокого ускорения, создаваемого конусом большого диаметра, сепарация твердой фазы от жидкости происходит сразу, как только шлам попадает на сетку осушителя с мелкими ячейками, в результате чего на выходе получается более чистый раствор и более сухой шлам.

Твердая фаза выгружается через дно сетки и под собственным весом падает в орошаемый водой желоб со шламом, откуда отводится за борт платформы.

Шлам также может собираться для последующей доставки на берег для утилизации. Очищенные жидкости проходят через сетку и вытекают через одно из двух разгрузочных отверстий.

Жидкость собирается и закачивается в декантирующую центрифугу M-I SWACO для конечной очистки и повторного использования в системе активного бурового раствора.

3.7 ЦСГО

Оборудование блоков очистки бурового раствора

Удаление вредных примесей из буровых растворов имеет большое значение, так как чистота раствора во многом определяет качество бурения.

Очистка бурового раствора восстанавливает его базовые технологические свойства. Она заключается в ступенчатом удалении элементов выбуренной породы [9].

Очистка бурового раствора от шлама производится с использованием различных механических средств: шламоотделителей гидроциклонного типа, вибрационных сит, центрифуг и сепараторов. На предварительной стадии,

если условия бурения особенно неблагоприятны, рекомендуется использовать реагенты для буровых растворов, называемые флокулянтами.

Эти вещества способны объединять мелкую взвесь в крупные хлопьевидные образования, которые впоследствии без труда удаляются любыми механическими устройствами.

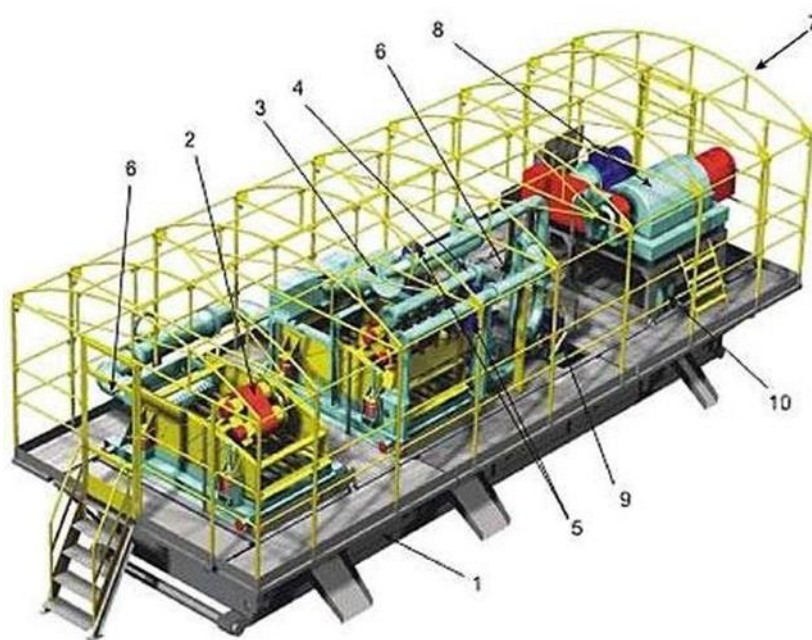


Рисунок 33 – Пример расположения оборудования в ЦСГО

(циркуляционная система грязевой очистки): 1 – ёмкость; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель гидроциклонный; 4 – илоотделитель; 5 – насосный агрегат; 6 – трубопроводная обвязка с запорно-распределительной арматурой; 7 – укрытие; 8 – блок центрифуг; 9 – насос; 10 – перемешиватель лопастной

Комплекс очистного оборудования - сложная и дорогостоящая система. Однако прибыль от её применения значительно превышает расходы на эксплуатацию благодаря оптимизации скоростей бурения, уменьшения вредного воздействия на окружающую среду и снижения общей усложнённости ствола.

Производство буровых растворов выполняется на разных типах оборудования, выбор которого осуществляется исходя из частных условий. Такой подход позволяет сократить финансовые и временные затраты. Аппарат, очищающий буровой раствор от шлама, выбирается таким образом, чтобы его пропускная способность была выше предельной производительности системы промывки скважины. Работа центрифуги при этом не учитывается.

Циркуляционная система составляется из отдельных блоков, расположенных в строго определённом порядке. Приготовление буровых растворов осуществляется согласно технологической последовательности:

скважина - блок газового сепаратора - аппарат удаления шлама - дегазатор - сепараторы тонкой очистки - устройство оценки и оптимизации доли содержащихся в растворе твёрдых частиц.

При необходимости некоторые стадии могут быть исключены из процесса. Например, дегазация не требуется, если буровой раствор не содержит газа, а неутяжелённый состав не нуждается в центрифужной обработке. Иначе говоря, каждый блок бурового оборудования узкоспециализирован и может быть универсальным прибором для определенных условий бурения. Поэтому выбор технологии и аппаратного обеспечения очистки буровых растворов должен осуществляться индивидуально для конкретной скважины. А для эффективности и высокой рентабельности, созданной следует в полной степени ознакомиться с техническими возможностями и предназначением каждого блока.

Также стоит рассмотреть требования к модулям циркуляционной группы:

- Крыша блока ЦСГО металлическая. Боковые стенки блоков ЦС закрыты буровым укрытием.
- Укрытие модулей ЦСГО каркасно-тентовое.
- Крышные нащельники модулей ЦСГО выполнить буровым укрытием. Боковые нащельники модулей ЦСГО выполнить буровым укрытием с применением контактной ленты (липучки).
- Для возможности чистки емкостей ЦСГО при демонтаже предусмотреть люки с запорным механизмом с использованием клиньев.

- На всасывающих линиях шламовых насосов (кроме насосов на долив) в модулях ЦСГО установить фильтры.
- На всасывающих коллекторах установить патрубки 2” для слива остатков раствора с коллектора.
- На всех трубопроводы должны иметь патрубки 1” для продувки.
- После каждого потребителя пара установить конденсатоотводчики.
- Верх емкостей защитить сплошным листом. Пол второго этажа над проходами вдоль емкости ЦСГО защитить сотовым настилом.
- Дно емкости ЦСГО выполнить со закруглением радиусом 100мм и уклоном 1:10 в сторону сливных люков.
- Регистры для обогрева емкости ЦСГО выполнить диаметром 100мм.
- Для обеспечения приточно-вытяжной вентиляции модулей ЦСГО установить:
 - в боковых стенках– вытяжные осевые вентиляторы;
 - в торцевых стенках крыш – приточные клапана,
 - предусмотреть две двери в блоке ЦСГО.
 - Для визуального контроля уровня жидкости в модуле ЦСГО, предусмотреть установку механического уровнемера.
- Вдоль сливных люков ЦСГО необходимо предусмотреть желоб для слива раствора и площадку для обслуживания по всей длине желоба.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Общая характеристика предприятия

ООО «Буровая компания Евразия» – одно из крупнейших независимых предприятий в сфере бурения скважин по количеству пробуренных метров, занимающаяся бурением, строительством, ремонтом и реконструкцией нефтяных и газовых скважин на лицензионных участках ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», АО НК «РуссНефть» и других нефтегазовых компаний.

ООО «Буровая компания Евразия» обладает мощной корпоративной производственной базой, большим потенциалом производственных мощностей, позволяющим предприятию решать задачи по бурению и строительству нефтяных и газовых скважин.

Услуги, предоставляемые компанией:

- строительство поисковых, разведочных, эксплуатационных скважин
- бурение горизонтальных, пологих и наклонно-направленных скважин
- бурение скважин на равновесии и депрессии (нефтяных)
- освоение и испытание эксплуатационных и разведочных скважин
- бурение вторых стволов из ранее пробуренных и обсаженных скважин
- ТРС, КРС нефтяных и газовых скважин, ПРС
- ликвидация и консервация скважин
- внедрение новых технологий и инженерное сопровождение бурения скважин
- исполнение функций интегратора при выполнении работ по интегрированному подряду

Компания имеет несколько филиалов: Сибирский (г.Когалым), Нефтеюганский (г. Нефтеюганск), Пермский (рп. Полазна), Усинский (г.Усинск), филиал по ремонту и освоению скважин (г.Когалым).

Производственные мощности БКЕ сосредоточены в Западно-Сибирском, Волго-Уральском и Тимано-Печорском регионах. Головной офис находится в Москве.

Численность сотрудников компании составляет свыше 5 тысяч человек.

4.1.1 Схема и описание организационная структура управления предприятием

ООО «Буровая компания Евразия» является обществом с ограниченной ответственностью. Для данного типа устройства компании характерно наличие следующих органов управления:

- Общее собрание участников
- Совет директоров
- Президент – единоличный исполнительный орган

Высшим органом управления является общее собрание участников. К их компетенции относятся:

- Определение основных направлений деятельности общества, а также принятие решений об участии в ассоциациях и других объединениях
- Изменение устава общества, а также уставного капитала
- Избрание и досрочное прекращение полномочий членов совета директоров общества
- Избрание либо же прекращение полномочий президента
- Утверждение годовых отчетов и принятие решений о распределении чистой прибыли общества между участниками
- Решения о ценных бумагах
- Принятие решений о крупных сделках

Это лишь немногие из полномочий общего собрания участников, но уже очевидно, что этот орган обладает сильным и обширным влиянием почти на все решения компании.

Общее руководство деятельностью общества, за исключением решения вопросов, являющихся компетенцией Общего Собрания, осуществляет Совет Директоров Общества.

Совет Директоров Общества состоит не менее чем из двух человек.

Члены Совета Директоров Общества избираются Общим собранием участников или назначаются единоличным решением единственного участника Общества на срок не более одного года. Лица, назначенные на этот срок, могут переизбираться неограниченное количество раз.

Председатель Совета директоров избирается членами Совета Директоров из их числа открытым голосованием простым большинством голосов.

Вот некоторые из компетенций данного органа:

- Принятие решения о согласии на совершение крупных сделок, связанных с приобретением или отчуждением обществом прямо или косвенно имущества, стоимость которого составляет от 25 до 50 % балансовой стоимости активов Общества

- Принятие решения о финансировании Общества, в том числе о привлечении Обществом кредитов (за исключением товарных и коммерческих кредитов, предоставляемых поставщиками товаров, работ, услуг) и займов и (или) выдачей Обществом займов и поручительства, величина которых превышает 4% стоимости имущества Общества

- Определение политики в области оплаты труда

- Направление Общему собранию участников Общества рекомендаций о создании и ликвидации представительств и филиалов

- Иные вопросы, предусмотренные федеральным законом и Уставом Общества

К компетенциям Председателя Совета директоров Общества относится:

- Организация работы Совета Директоров

- Созыв заседаний Совета Директоров по своей инициативе и по требованию аудитора
- Распределение обязанностей между членами Совета Директоров
- Определение даты проведения заседания Совета Директоров
- Ведение заседаний Совета Директоров или организация проведения заочного голосования по вопросам повестки дня заседания Совета Директоров
- Открытие и закрытие заседания Совета Директоров
- Осуществление иных функций, отнесенных уставом к компетенциям
- Председателя Совета Директоров Общества

При необходимости Совет Директоров может избрать одного или нескольких заместителей председателя Совета Директоров, аудитора.

Решение Совета Директоров может быть принято путем проведения заочного голосования (опросным путем) в соответствии с порядком, определяемом внутренними положениями Общества и законами РФ.

Совет Директоров назначает постоянного секретаря Совета Директоров и одного или нескольких его заместителей для ведения протоколов заседаний Совета Директоров.

Для обеспечения своей деятельности Совет Директоров может создавать комиссии и другие постоянные или временные рабочие органы Совета Директоров.

Единоличным исполнительным органом Общества является Президент Общества, за исключением передачи полномочий по договору управляющему.

Президент избирается Общим Собранием сроком на 3 года. Он может быть избран как из числа участников, так и не из их числа.

Компетенции Президента Общества:

- Без доверенности действует от имени Общества, в том числе представляет его интересы и совершает сделки
- Выдает доверенности на право представительства от имени Общества

- Издает приказы о назначении на должности работников Общества и об их переводе или увольнении
- Организует выполнение решений Общего Собрания и Совета Директоров Общества
- Предъявляет от имени Общества претензии и иски
- Организует защиту сведений, составляющих коммерческую тайну
- Осуществляет иные полномочия, не отнесенные уставом или другими законами к компетенциям Общего собрания и Совета директоров

Иными словами, Президент по большей части является «лицом» компании, но наделен сравнительно небольшими полномочиями.

Схема организационной структуры управления ООО «Буровая компания Евразия» представлена на рисунке 41.

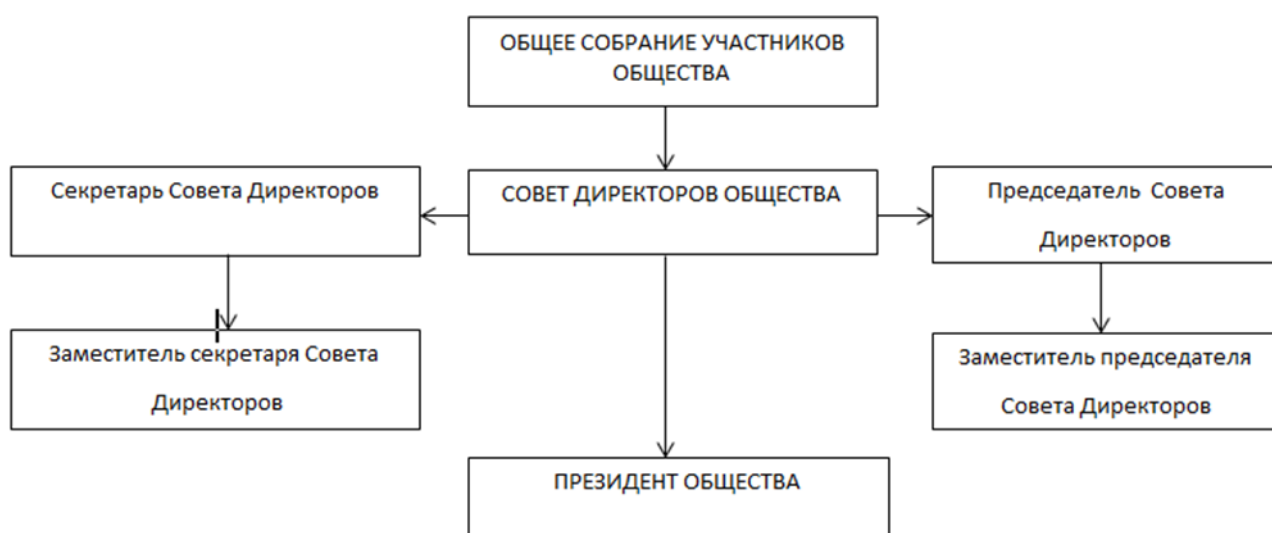


Рисунок 41 – Схема организационной структуры управления ООО «Буровая компания Евразия»

4.1.2 Состав буровой бригады и роли работников в процессе строительства скважин

Каждая буровая компания, являясь подрядчиком добывающей компании, на чьем балансе находится месторождение, осуществляет работы по

строительству скважины с помощью буровой бригады и сторонних сотрудников субподрядчиков.

В состав буровой бригады входят:

1. Буровой мастер – он руководит процессом бурения, планом работ, сроками по выполнению этапов строительства скважины, контролем за качеством выполняемых работ. Также он ответственен за все происходящее на буровой площадке, и ему подчиняется вся буровая бригада в вопросах, непосредственно касающихся исполнения работ. Буровой мастер отчитывается перед начальником буровых работ, который как может находится непосредственно на кустовой площадке, которых у него в распоряжении несколько, как и в офисе, выполняя свои обязанности на удалении от полевых условий. Также буровой мастер по мере необходимости отчитывается перед супервайзером, который является представителем добывающей компании и находится на куст для контроля за качеством выполняемых буровой бригадой работ.

2. Бурильщик возглавляет вахту (смену) и несет персональную ответственность за все работы, выполняемые в период его вахты.

Он управляет процессом бурения, находясь в кабине бурильщика, посредством пульта бурильщика. Также он принимает оборудование и инструмент от предшествующей вахты, осуществляет основные работы по углублению скважины и следит за соблюдением предписанного режима бурения. Постоянно поддерживает связь с буровым мастером и является связующим звеном между ним и буровой бригадой.

3. Помощник бурильщика, будучи в подчинении и у мастера, и у бурильщика, и у прочих вышестоящих сотрудников, выполняет большую часть работы на вахте. Он участвует в спускоподъемных операциях, процессах спуска и цементирования колонн, в промывках и проработках ствола скважины. Разгрузка и погрузка оборудования и химических реагентов также выполняется с его участием, как и прочие работы на кусте (покраска помещений, уборка территории, мелкий ремонт оборудования и замена его составляющих, перевозка

труб и т.п.). В одной вахте может быть 3-4 помощника бурильщика. Первый считается сменным бурильщиком, в случае если основной не может работать по каким-либо причинам, второй и третий работают на роторной площадке, а третий работает на блоке очистки бурового раствора. Также на некоторых буровых установках во время спускоподъемных операций один из помощников бурильщика выполняет функцию верхового.

4. Слесарь – работник, не имеющий непосредственного отношения к процессу бурения, однако, без него оно было бы невозможным. Ведь именно он выполняет различные ремонтные, погрузочные (с участием помощника бурильщика) работы, а также целиком обслуживает буровую. Также он участвует в процессах опрессовки, монтажа различного оборудования и цементирования.

Также в состав вахты могут входить сварщик, механик и другой технический персонал, однако они могут быть и сотрудниками подрядных организаций, которые также подчиняются буровому мастеру и своему руководству из компании. К таким относятся, например, водитель длинномерного транспорта, тяжеловоза, экскаватора и т.д.

4.3 Расчет стоимости компонентов для приготовления бурового раствора

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.

На основе этого в главе 2.3.7. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (1)$$

где C – расход реагента, кг/м³;

M_p – масса реагента, кг.

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

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (2)$$

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

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

5.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работа на буровой производится вахтовым методом, так-как зачастую месторождения располагаются в труднодоступных и удаленных от населенной местности местах. Режим работы вахтовым методом регламентируется согласно ТК РФ гл. 47 ст. 297.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 298, к работам, выполняемым вахтовым методом, 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, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 300:

1. При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год.

2. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени.

3. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

Согласно ТК РФ гл. 47 ст. 301:

1. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной

организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего кодекса для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

2. В указанном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни нахождения в пути к месту работы и обратно в рабочее время не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

3. Каждый день отдыха в связи с переработкой рабочего времени в пределах графика работы на вахте (день междувахтового отдыха) оплачивается в размере дневной тарифной ставки, дневной ставки (части оклада (должностного оклада) за день работы), если более высокая оплата не установлена коллективным договором, локальным нормативным актом или трудовым договором.

4. Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней междувахтового отдыха.

Согласно Федеральному закону от 27.07.2010 N 226-ФЗ, должен заключаться договор обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

На буровой, работа в основном выполняется стоя, следовательно, стоит оборудовать рабочее место, согласно «ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя»:

1. Рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного

поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

2. Выполнение трудовых операций «часто» и «очень часто» должно быть обеспечено в пределах зоны легкой досягаемости и оптимальной зоны моторного поля;

3. При проектировании оборудования и организации рабочего места следует учитывать антропометрические показатели женщин (если работают только женщины) и мужчин (если работают только мужчины); если оборудование обслуживают мужчины и женщины – общие средние показатели мужчин и женщин;

4. Организация рабочего места и конструкция оборудования должны обеспечивать прямое и свободное положение корпуса тела работающего или наклон его вперед не более чем на 15 градусов.

5. Конструкцией производственного оборудования и организацией рабочего места должно быть обеспечено оптимальное положение рабочего.

5.2 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [17], характерных для строительства скважины, представлены в таблице 34.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума	+	+	+	СН 2.2.4/ 2.1.8.562-96
2. Повышенный уровень вибрации	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.566-96

Продолжение таблицы 34

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение	Изготовление	Эксплуатация	
3. Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96
4. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	+	+	+	СНиП 23-05-95
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ
6. Пожаровзрывоопасность	+	-	+	ГОСТ 12.1.044- 84 ССБТ

5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор и так далее.

Согласно СН 2.2.4/2.1.8.562-96, предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 35 [18].

Таблица 35 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80 дБА	80 дБА	75 дБА	75 дБА	75 дБА

Продолжение таблицы 35

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность средней степени	70 дБА	70 дБА	65 дБА	65 дБА	65 дБА
Напряженный труд 1 степени	60 дБА	60 дБА	—	—	—
Напряженный труд 2 степени	50 дБА	50 дБА	—	—	—

Примечания:

- для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в таблице 5.2;
- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления – на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений таблицы 35 (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае – на 5 дБА меньше значений, указанных в таблице 35;
- дополнительно для колеблющегося во времени и прерывистого шума;
- максимальный уровень звука не должен превышать 110 дБА, а для импульсного шума – 125 дБА [18].
- 5.3.2 Повышенные уровни вибрации
-
- Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», по источнику возникновения вибраций различают [19]:
 - 1. Локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного механизированного инструмента (с двигателями), органов ручного управления машинами и оборудованием;

– 2. Локальную вибрацию, передающуюся человеку от ручного немеханизированного инструмента (без двигателей), например, рихтовочных молотков разных моделей и обрабатываемых деталей;

– 3. Общую вибрацию 1 категории – транспортную вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах самоходных и прицепных машин, транспортных средств при движении по местности, агрофонам и дорогам (в том числе при их строительстве). К источникам транспортной вибрации относят: тракторы сельскохозяйственные и промышленные, самоходные сельскохозяйственные машины (в том числе комбайны); автомобили грузовые (в том числе тягачи, скреперы, грейдеры, катки и т.д.); снегоочистители, самоходный горно-шахтный рельсовый транспорт;

– 4. Общую вибрацию 2 категории – транспортно-технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах машин, перемещающихся по специально подготовленным поверхностям производственных помещений, промышленных площадок, горных выработок. К источникам транспортно-технологической вибрации относят: экскаваторы (в том числе роторные), краны промышленные и строительные, машины для загрузки (завалочные) мартеновских печей в металлургическом производстве; горные комбайны, шахтные погрузочные машины, самоходные бурильные каретки; путевые машины, бетоноукладчики, напольный производственный транспорт;

– 5. Общую вибрацию 3 категории – технологическую вибрацию, воздействующую на человека на рабочих местах стационарных машин или передающуюся на рабочие места, не имеющие источников вибрации. К источникам технологической вибрации относят: станки металло- и деревообрабатывающие, кузнечно-прессовое оборудование, литейные машины, электрические машины, стационарные электрические установки, насосные агрегаты и вентиляторы, оборудование для бурения скважин, буровые станки, машины для животноводства, очистки и сортировки зерна (в том числе сушилки), оборудование промышленности стройматериалов (кроме

бетоноукладчиков), установки химической и нефтехимической промышленности и др. [19].

– Согласно «СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий», общую вибрацию категории 3 по месту действия подразделяют на следующие типы [19]:

– а) на постоянных рабочих местах производственных помещений предприятий;

– б) на рабочих местах на складах, в столовых, бытовых, дежурных и других производственных помещений, где нет машин, генерирующих вибрацию;

– в) на рабочих местах в помещениях заводоуправления, конструкторских бюро, лабораторий, учебных пунктов, вычислительных центров, здравпунктов, конторских помещениях, рабочих комнатах и других помещениях для работников умственного труда;

– Исходя из выше сказанного работа на буровой относится к вибрации 3 категории, а по месту действия к типу «в» и предельно допустимые значения вибрации рабочих мест представлены в таблице 36.

– Таблица 36 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o , Y_o , Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,6	0,0130		82		0,130		88	
2,0	0,0110	0,020	81	86	0,089	0,180	85	91
2,5	0,0100		80		0,063		82	
3,15	0,0089		79		0,045		79	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Продолжение таблицы 36

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X_o , Y_o , Z_o							
	виброускорения				виброскорости			
	м/с ²		дБ		м/с 10 ⁻²		дБ	
	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт	1/3 окт	1/1 окт
4,0	0,0079	0,014	78	83	0,032	0,063	76	82
5,0	0,0079		78		0,025		74	
6,3	0,0079		78		0,020		72	
8,0	0,0079	0,014	78	83	0,016	0,032	70	76
10,0	0,0100		80		0,016		70	
12,5	0,0130		82		0,016		70	
16,0	0,0160	0,028	84	89	0,016	0,028	70	75
20,0	0,0200		86		0,016		70	
25,0	0,0250		88		0,016		70	
31,5	0,0320	0,056	90	95	0,016	0,028	70	75
40,0	0,0400		92		0,016		70	
50,0	0,0500		94		0,016		70	
63,0	0,0630	0,110	96	101	0,016	0,028	70	75
80,0	0,0790		98		0,016		70	
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни		0,014		83		0,028		75

5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении

показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [20].

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 37, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

Таблица 37– Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

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

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному [17].

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 38.

Таблица 38 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300.	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств.

Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько

видов электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели (лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство.

Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего (электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую под станцию нефтепромысла (ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Причинами электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования;
- вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам;
- контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов;
- ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам;
- соединенным с источником электротока.

- Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:
 - проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [9];
 - обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
 - применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
 - применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
 - допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.3.6 Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные соединения.

Основными причинами пожаров являются:

- искры, короткое замыкание, молнии;
- статическое электричество.
- В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:
 - запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
 - отведение специальных мест для курения и разведения огня;

- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [10].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.
- Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ:
- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Защита атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить

необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.4.2 Защита гидросферы

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

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ, при этом отметки платформ и площадок должны быть выше максимального уровня подъема паводковых вод для данной местности; буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;

- Контроль качества вод в пунктах контроля, входящих в Общегосударственную службу наблюдений и контроля за загрязненностью объектов природной среды (ОГСНК), осуществляют по ГОСТ 17.1.3.07-82, в пунктах контроля, не входящих в ОГСНК - по программам, согласованным с соответствующими органами государственного контроля за состоянием и качеством вод.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку

турбулизаторы, выжидать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

5.4.3 Защита литосферы

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

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

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

Чрезвычайные ситуации могут быть классифицированы по значительному числу признаков:

- о происхождение (антропогенные, природные);
- по продолжительности (кратковременные, затяжные);

- по характеру (преднамеренные, непреднамеренные);
- по масштабу распространения.

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были представлены технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на глубину 3313 м.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен S образный профиль скважины. Для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление и совмещенное бурение (ротор+ ВЗД) для остальных колонн.

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. А также на интервале продуктивных пластов присутствует АВПД.

Для бурения интервала направление выбран бентонитовый буровой раствор. При бурении четвертичных отложений требуется достаточно вязкий буровой раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых пород формирует фильтрационную корку, стабилизирующую породы.

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

Для бурения интервала под эксплуатационную, цементируемый хвостовик был выбран биополимерный буровой раствор, так как интервал сложен песчаниками, глинами, алевролитами, известняками, доломитами.

В специальной части были рассмотрены оборудования для очистки бурового раствора от шлама. Были выявлены недостатки и преимущества технического оборудования, так же были рассмотрены принципы работы каждого оборудования. Недостатком многих из них является несовершенство конструкции, способа установки, но не смотря на недостатки оборудования они широко применяются в очистке бурового раствора от шлама и значительно облегчают данный процесс.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение были рассмотрены: основные направления деятельности предприятия; организационная структура предприятия; 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 ИСПОЛЬЗУЕМОЙ 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. Башмак прорабатывающий гидравлический НПКФ-БК-ПГ [Электронный ресурс] // URL: <https://www.npk-filtr.ru/npkf-bk-pg>, свободный – Загл. с экрана.
4. Волков Р.Б. Опыт бурения наклонно-направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК. - М.: ВНИИЭгазпром, 2018, - вып. № 5. – 13 с.
5. Рамазанов И.Д.: Горизонтальное бурение как способ повышения продуктивности скважин / Лапердин А.Н. // - Тюмень: Сборник научных трудов НПП «Тюменгазтехнология». Проблемы повышения газоконденсато- и нефтеотдачи на месторождениях Севера Западной Сибири, 1991, С.44-48.
6. Катеев Р.И., Катеев Т.Р. Гидроструйный способ проработки ствола скважины // Вестник технологического университета. – 2015. Т.14, № 8.
7. Кейн С.А., Окатьев Д.О., Плеханов И.Н. О перспективах применения метода флотации при спуске обсадных колонн // Техника и технология бурения. – 2015. № 9.
8. Гельфгат М.Я., Агишев А.Р. Технология бурения на хвостовике, опыт и перспективы // Техника и технология бурения. – 2014. № 7.
9. Классификации вибросит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://fccland.ru/novosti/5521-klassifikaciya-vibracionnyh-sit.html>, свободный.

10. Принцип работы вибросит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://present5.com/burovye-nasosy-i-cirkulyacionnye-sistemy-vypolnil-student-garaba/> , свободный.
11. Способ очистки с помощью вибросит [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tdredoctober.com/catalog/stalnoe-oborudovanie/burovaia-spectechika/sita-vibratsionnyye.html> , свободный.
12. Очистка буровых растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://turbonasos.ru/ru/?mcat=16&rec=16865645>, свободный.
13. Принцип работы гидроциклонов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://turbonasos.ru/ru/?mcat=16&rec=16865645>, свободный.
14. Классификация гидроциклонов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://neftandgaz.ru/?p=1248> , свободный.
15. Выбор центрифуг для очистки буровых растворов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burneft.ru/archive/issues/2015-05/38> , свободный.
16. Процесс центрифугирования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://clck.ru/rGzNw> , свободный.
17. Центрифуги бурового раствора [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.centsys.ru/oblast-primeneniya/burenie-kontrol-tv-fazy-bur-go-rastvora.html> , свободный.
18. 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
19. 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)
20. 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

21. 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

22. 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

23. 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.

24. 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

Приложение А

Таблица А.2 – Результаты расчета потребного количества реагентов и сметная стоимость

Наименование затрат	Назначение	Единицы измерения	Стоимость единицы, тыс. руб.	Упаковка, кг	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна		Цем. хвостовик		Хвостовик		Общая сумма, тыс. руб.
					Количество	Сумма, тыс.	Количество	Сумма, тыс.	Количество	Сумма, тыс. руб.	Количество	Сумма, тыс.	Количество	Сумма, тыс. руб.	
NaOH	Регулятор pH	уп	2,6	25	3,5	9,1	18,2	47,32	11,7	30,42	0,8	2,08	1,5	3,9	88,02
Глинопоорошок ПБМБ	Первичный структурообразователь	уп	1,56	1000	0	0	26	40,56	0	0	0	0	0	0	40,56
Гаммаксан	Структурообразователь	уп	2,9	1000	0	0	0,5	14,5	2	58	0,1	2,9	0,3	8,7	84,1
НТ Polymer PAC LVT	Высоковязкий понизитель фильтрации	уп	55	25	0	0	7,8	429	0	0	0	0	0	0	429
Reglidrow	Смазочная добавка	уп	2,5	250	0	0	2,6	6,5	0	0	0	0	0	0	6,5
Оснопак ВТ	Низковязкий понизитель фильтрации	уп	50	25	0	0	13	650	0,0	0	0,0	0	0,0	0	650
Na2CO3	Регулятор жесткости	уп	9,8	25	0	0	0	0	21,0	205,8	1,5	14,7	2,8	27,44	247,9
Drill Starch	Понизитель фильтрации	уп	2,5	25	0	2	0	0	373,1	932,75	26,8	67	49,3	123,25	1123
KCl	Регулирование плотности	уп	15	850	0	0	0	0	41,1	616,5	3,0	45	5,4	81	742,5

F-Seal	Закупоривающие материалы	у п	6,1	1000	0	0	0	0	29,1	177,5	2,1	12,81	3,9	23,8	214,11
ATREN-BIO	Бактерициды	у п	5,6	45	0	0	0	0	5,2	29,12	0,4	2,24	0,7	3,92	35,26
Atren-Antifoam	Пеногасители	у п	4,5	200	0	0	0	0	1,2	5,4	0,1	0,45	0,2	0,9	6,8
Бентонит	Структурообразователь	у п	13	1000	7,1	92,3	0	0	0	0	0	0	0	0	92,3
Поташ	Регулятор жесткости	у п	8,5	25	2,8	23,8	0	0	0	0	0	0	0	0	23,8
THINNER	Понизитель вязкости	у п	6	25	1,8	10,8	0	0	0	0	0	0	0	0	10,8
Барит КБ-3	Утяжелитель	у п	8,1	1000	3,5	28,35	18,2	147,4	11,7	94,77	0,8	6,5	1,5	12,15	289,17
Итого:															4083,75

Таблица А.1 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате												
Вид технологической операции (бурение скважин, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	2500	БТ ПК 127	127	М	9,2	3-133	2500	80,29	87,72	2,06	2,16

			x9									
			M									