

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 на Гореловскую свиту нефтяного месторождения

УДК 622.243.23:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Волошко Алексей Александрович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Молоков Виктор Юрьевич	—		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности 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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 здоровье сберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального 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 общетехнические знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности

		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10 Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве

		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
		И.ОПК(У)-5.5 Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин.	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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.		ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов
			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-промысловую 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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			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 нефтегазового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ
Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				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)-7.4Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	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

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Волошко Алексею Александровичу

Тема работы:

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	- Геологические условия бурения - Особые условия бурения: – - Интервал отбора керна: – - Тип профиля: наклонно-направленный J-образный - Данные по профилю: длина вертикального участка – определить, допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора 1,5 град/10 м, отход на кровлю продуктивного пласта Т1=1000 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: 2700 м - Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать - Диаметр хвостовика: выбрать - Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый - Конструкция забоя: фильтр - Способ освоения скважины (выбрать): ГРП/свабирование/струйный насос
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

	2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.7. Выбор компоновки и расчет буровой колонны 2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.9. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продажной жидкостей 2.4.2.4. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора 2.4.2.5. Гидравлический расчет цементирования скважин 2.4.2.5.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.4.4.1. Выбор жидкости глушения 2.4.4.2. Выбор типа фонтанной арматуры 2.4.4.3. Вызов притока 2.5. 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	Волошко Алексей Александрович		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение школы (НОЦ): Нефтегазовое дело

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1.Общая и геологическая часть	5
	2.Технологическая часть	40
	3.Специальная часть	15
	4.Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	5.Социальная ответственность	15
	6.Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
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, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Волошко Алексею Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	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 и описание организационной структуры управления предприятием	Организационная структура управления предприятием
3. Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора	Расчет сметной стоимости буровых растворов

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Волошко Алексей Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Волошко Алексею Александровичу

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 на Гореловскую свиту нефтяного 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
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, – 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	Волошко Алексей Александрович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 156 страниц, 53 таблицы, 23 рисунка, 21 литературный источник, 5 приложений.

Ключевые слова: бурение, наклонно-направленная скважина, проектирование, аномально-высокое пластовое давление, буровая установка.

Объектом исследования является Гореловская свита нефтяного месторождения.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины на Гореловскую свиту нефтяного месторождения.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3414 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:

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

АВПД – аномально-высокое пластовое давление;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

СВП – силовой верхний привод;

СПО – спуско-подъемные операции;

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

ЗТС – забойные телеметрические системы;

ГТИ – геолого-технологические исследования;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

МПМ – механизированный приемный мост;

МНБУ – многофункциональная наклонная буровая установка.

Оглавление

Реферат	17
Определения, обозначения, сокращения	18
Введение	24
1 Общая и геологическая часть	25
1.1 Геологические условия бурения	25
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	33
1.3 Зоны возможных осложнений	36
2 Технологическая часть	37
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	37
2.2 Обоснование конструкции скважины	37
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	37
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	38
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	40
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	41
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	42
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	42
2.3 Углубление скважины	44
2.3.1 Выбор способа бурения	45
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	46
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	47
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	48

2.3.5	Расчёт необходимого расхода бурового раствора	48
2.3.6	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	50
2.3.7	Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	52
2.3.8	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	53
2.3.9	Выбор гидравлической программы промывки скважины	60
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	63
2.4.1	Расчет обсадных колонн	63
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений	64
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	66
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	69
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	70
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	70
2.4.2.2	Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	71
2.4.2.3	Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	72
2.4.2.4	Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	73
2.4.2.5	Гидравлический расчет цементирования скважины	75
2.4.2.5.1	Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	75
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	76

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	76
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	76
2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры	77
2.4.4.3 Вызов притока	78
2.5 Выбор буровой установки	79
3 Обзор современных направлений модернизации буровых установок	81
3.1 Инновации в производстве буровых установок	81
3.1.1 Искусственный интеллект	81
3.1.2 Пульт оператора-бурильщика нового поколения	83
3.2 Автоматизация оборудования	85
3.2.1 Автоматизированные приемные мостки	85
3.2.2 Система спуска обсадных колонн	87
3.2.3 Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ-8000	89
3.2.4 Механизм захвата бурильных свечей	91
3.2.5 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые установки	94
3.3 Автоматизированная буровая установка	96
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	103
4.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Томск	103
4.2 Организационная структура управления предприятием	104

4.3 Расчёт сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора	107
5 Социальная ответственность	108
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	109
5.2 Производственная безопасность.....	110
5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	111
5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте	111
5.3.2 Повышенные уровни вибрации	113
5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении.....	115
5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения	115
5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	116
5.3.6 Пожаровзрывоопасность	118
5.4 Экологическая безопасность	120
5.4.1 Защита атмосферы	120
5.4.2 Защита гидросферы	121
5.4.3 Защита литосферы	122
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	122
Заключение.....	124

Список используемой литературы	126
Приложение А	129
Приложение Б	131
Приложение В	149
Приложение Г	153
Приложение Д	155

Введение

Добыча нефти состоит из нескольких этапов. Сооружение скважин – это один из первых и наиболее важных этапов, так как от качества вскрытия пласта будет зависеть дебит скважины. Именно поэтому необходимо выбрать оптимальные проектные решения для строительства скважины, которые, учитывая геологическую информацию, позволят составить наиболее правильный технический проект на бурение скважины.

В данной работе, проектируется наклонно-направленная скважина, которая имеет ряд преимуществ перед вертикальными скважинами, таких как – кратное увеличение дебита за счет повышенной области дренирования, а также доступ к труднодоступным пластам. В связи с этим такие скважины получили широкое распространение.

Особенностью данной скважины является аномально высокое пластовое давление, что в большей мере влияет на проектирование скважины.

Цель работы заключается в обосновании технологических решений для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Гореловскую свиту нефтяного месторождения. В данной работе описаны технические и технологические решения для строительства скважины.

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

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пород и коэффициенты кавернозности пород представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Интервал залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
глубина		название	индекс	угол		
верх	низ			град.	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	четвертичные отложения	Q – N ₁	–	–	1,30
50	120	туртасская свита	P ₃ tr	–	–	1,20
120	180	новомихайловская свита	P ₃ nm	–	–	1,20
180	270	атлымская свита	P ₃ at	–	–	1,20
270	450	тавдинская свита	P ₃₋₂ tv	–	–	1,20
450	670	люлинворская свита	P ₂ ll	–	–	1,20
670	810	талицкая свита	P ₁ tl	–	–	1,20
810	875	ганькинская свита	P ₁ -K ₂ gn	–	30	1,20
875	1060	березовская свита	K ₂ br	–	30	1,10
1060	1097	кузнецовская свита	K ₂ kz	–	30	1,10
1097	1380	уватская свита (кровля - отражающий горизонт Г)	K ₂ uv	–	30	1,10
1380	1670	ханты-мансийская свита	K ₂₋₁ hm	–	30	1,10

Продолжение таблицы 1.1

1	2	3	4	5	6	7
1670	1970	викуловская свита (кровля - отражающий горизонт М')	K ₁ vk	1	00	1,10
1970	2020	кошайская свита	K ₁ csh	1	00	1,10
2020	2777	фроловская свита AC ₁₋₉ (кровля - отражающий горизонт М)	K ₁ fr	1	00	1,10
2777	2800	баженовская свита Ю ₀ (кровля - отражающий горизонт Б)	K ₁ -J ₃ bg	1	00	1,10
2800	2820	абалакская свита Ю ₁	J ₃₋₂ ab	1	30	1,10
2820	3140	тюменская свита Ю ₂₋₉	J ₂ tm	1	30	1,05
3140	3210	горелая свита Ю ₁₀	J ₂ -J ₁ gr	1	30	1,05
3210	3220	кора выветривания + палеозой (кровля - отражающий горизонт А)	K.B.-Pz	1	30	1,05

Литологическая характеристика разреза скважины с интервалами залегания и описание горных пород с полными названиями и характерными признаками представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q – N ₁	0	50	Пески, супеси, суглинки, алевроиты и глины
P ₃ tr	50	120	Алевролиты глинистые, алевроиты, с подчиненными прослоями диатомитов, глины алевроитовые, подчиненные прослои песков
P ₃ nm	120	180	Глины алевроитистые, коричневатые-серые, алевроиты, пески мелкозернистые

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4
P ₃ at	180	270	Пески кварцево-полевошпатовые, кварцевые, с прослоями глин, алевроитов
P ₃₋₂ tv	270	450	Глины зеленые и зеленовато-серые, листоватистые, алевроитистые с пропластками алевроитов и линзочками бурых углей. Единичные фораминиферы и радиолярии. Комплекс спор и пыльцы
P ₂ ll	450	670	Глины алевроитистые, морские, диатомовые, опоковидные. Охарактеризована комплексами диатомовых водорослей. Диатомиты светло-серые, белые, легкие. Фораминиферы, комплексы радиолярий, комплекс спор и пыльцы. Глины опоковидные и опоки с прослойками глауконитовых песчаников
P ₁ tl	670	810	Глины темно-серые, бурые, алевроитовые, с прослоями тонкозернистых песчаников и алевролитов. Фораминиферы, остатки моллюсков, радиолярии, диатомовые водоросли, силикофлагеллаты. Глины темно-серые, алевроитистые, местами опоковидные
P ₁ -K ₂ gn	810	875	Глины зеленовато-серые, известковистые, местами листоватые, с включениями пирита, иногда глауконита
K ₂ br	875	1060	Глины серые, зеленовато-серые, темно-серые, слабоалевритистые, с редкими прослоями опоковидных глин и опок, с конкрециями пирита. Комплексы фораминифер и радиолярий. Фауна, споро-пыльцевые комплексы
K ₂ kz	1060	1097	Глины серые, зеленовато-серые, участками глауконитовые. Встречаются остатки водорослей, раковин-двустворок и чешуи рыб
K ₂ uv	1097	1380	Алевриты серые и светло-серые, с прослоями глин, песков, песчаников и известняков. Обугленные и ожелезненные растительные остатки, углистый детрит, янтарь. Редкие фораминиферы

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4
K ₂₋₁ hm	1380	1670	Глины серые и темно-серые, с прослоями алевроитов и алевролитов, с намывами растительного детрита и чешуек слюды на поверхностях наслоения, остатки раковин-двустворок и редкие прослои известняков
K ₁ vk	1670	1970	Песчаники и алевролиты слабосцементированные, с прослоями алевроитовых глин. Много углистого детрита. Пески и песчаники серые и светло-серые, алевроиты и алевролиты, с прослоями и многочисленными гнездами темно-серых глин. Много обугленного растительного детрита на поверхностях наслоения. Изредка прослои известняков и известковых мергелей
K ₁ csh	1970	2020	Глины серые, темно-серые, с прослоями светло-серых алевроитов и глинистых известняков. Характерен растительный детрит
K ₁ fr	2020	2777	Ритмичное чередование песчано-алевритовых пластов с пачками глин уплотненных, темно-серых, алевроитовых. Встречаются прослои глинистых известняков. На поверхностях наслоения много обугленного растительного детрита. Глины темно-серые, реже серые, тонкоотмученные, с прослоями алевроитов и мелкозернистых песчаников
K ₁ -J ₃ bg	2777	2800	Аргиллиты плитчатые, прослоями битуминозные, со стяжениями пирита и отпечатками морской фауны
J ₃₋₂ ab	2800	2820	Аргиллиты с включениями пирита, глауконита
J ₂ tm	2820	3140	Грубое и более тонкое переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов, с некоторым преобладанием последних. Редкие прослои углей
J ₂ -J ₁ gr	3140	3210	Битуминозные аргиллиты темно-серые до черных, с остатками углистого детрита. Песчаники, гравелиты, конгломераты серые, светло-серые, буровато-серые, с редкими прослоями алевролитов и аргиллитов

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4
K.B.-Pz	3210	3220	Аргиллиты темно-серые со сферолитами сидерита. Песчано-гравийные породы. Породы коры выветривания. Известняки, доломиты, углистые и кремнистые сланцы, мергели

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг/м ³	Порис- тость, %	Проницае- мость, Д	Гли- нис- тость, %	Карбо- нат- ность, %	Твер- дость МПа	Коэф- фициент пластич- ности	Катего- рия абразив- ности	Категория породы по промысло- вой классифи- кации
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N ₁	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 –	7 60	1-2 –	–	1,1 – 4,5	I – II	М
P ₃ tr – P ₁ tl	50	810	Песчаники Алевролиты Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	–	1,1 – 4,5	II	М, МС
P ₁ -K ₂ gn – K ₂ uv	810	1380	Глины Алевролиты Песчаники	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	–	1,1 – 6	II – IV	МС
K ₂₋₁ hm – K ₁ -J ₃ bg	1380	2777	Алевролиты Песчаники Пески	2100 2400 2300	до 18 до 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	–	1,1 – 4,5	II – IV	МС
K ₁ -J ₃ bg	2777	2800	Аргиллиты	2600	2	непрониц.	95	до 5	–	1,1 – 4,5	III	С
J ₃₋₂ ab	2800	2820	Аргиллиты	2600	2,5	до 1	97	5	–	1,1 – 4,5	III	С
J ₂ tm	2820	3140	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	2600 2200 2200	– 15 до 15	непрониц. 0,05 до 1	100 20 10	7 3 4	–	1,1 – 4,5	IV-VIII	С
J ₂ -J ₁ gr	3140	3210	Аргиллиты Песчаники	2600 2300	– до 13	непрониц. до 1	100 10	4 4	–	1,1 – 4,5	VI – VIII	С

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
К.В.-Pz	3210	3220	Глины	2300	5	0,001	90	1-2	–	1,1 – 4,5	VII–VIII	С
			Песчаники	2200	20-25	0,05-0,2	5	1-2				
			Алевриты	2300	10-15	0,03	13	3-5				

Градиенты давлений и температуры залегания пород по разрезу скважины представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Градиенты				Температура в конце интервала, °С
от	до	пластового давления, МПа/м	давления гидроразрыва, МПа/м	порового давления МПа/м	горного давления МПа/м	
1	2	3	4	5	6	7
0	50	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	6
50	120	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	7
120	180	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	9
180	270	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	12
270	450	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	18
450	670	0,0098	0,0169	0,0100	0,0220	27
670	810	0,0098	0,0175	0,0100	0,0220	35
810	875	0,0098	0,0175	0,0100	0,0220	38
875	1060	0,0098	0,0175	0,0100	0,0226	47
1060	1097	0,0098	0,0175	0,0100	0,0226	49
1097	1380	0,0098	0,0175	0,0100	0,0228	55
1380	1670	0,0098	0,0175	0,0100	0,0232	64
1670	1970	0,0102	0,0178	0,0100	0,0232	75
1970	2020	0,0102	0,0178	0,0100	0,0234	76
2020	2777	0,0102	0,0178	0,0100	0,0237	86
2777	2800	0,0125	0,0178	0,0130	0,0238	108
2800	2820	0,0125	0,0182	0,0125	0,0239	108
2820	3140	0,0125	0,0182	0,0125	0,0241	118
3140	3210	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120
3210	3220	0,0125	0,0182	0,0125	0,0242	120

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Нефтегазоносность и водоносность по разрезу скважины представлены в таблице 1.5 и 1.6.

Таблица 1.5 – Нефтегазоносность (характеристика вскрываемых пластов)

Индекс пласта	Интервал, м		Тип флюида	Плотность, кг/м ³	Относительная плотность газа по воздуху	Подвижность, Да / сПз	Содержание серы / парафина, %	Дебит т/сут.	Т _{пл} , ° С	Газовый фактор м ³ /т	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности пластового давления	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
АС ₇	2398	2452	нефть	809	–	до 1,15	0,48/2,30	50	86	33	24,0	1,02	7,8
ЮС ₂	2820	2845	нефть	759	–	до 1,5	0,63/1,8	50	108	104	34,6	1,25	10
ЮС ₄	2860	2890	нефть	759	–	до 0,7	0,46/1,3	60	111	104	35,1	1,25	6,34
ЮС ₁₀	3180	3220	нефть	670	–	до 12,5	0,09/1,2	100	120	188	38,5	1,25	17,3

Таблица 1.6 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8
Палеоген-четвертичный водоносный комплекс							
0	280	поровый	1000	до 400	Хлоридно-натриевый	0,1-0,35	да
Альб-сеноманский водоносный комплекс							
1120	1620	поровый	1005	до 100	Хлоридно-кальцевый	6,5-11,4	нет
Аптский водоносный комплекс							
1680	1980	поровый	1007	до 200	Хлоридно-натриевый, гидрокарбонатно- натриевый	7,2-14,5	нет
Неокомский водоносный комплекс							
2090	2200	поровый	1007	до 200	Хлоридно-кальцевый	9,7-12,3	нет
Юрский водоносный комплекс							
2990	3100	поровый	1004	до 100	Гидрокарбонатно- натриевый	7,3-15,0	нет

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Осложнения при бурении

Интервал, м		Вид, характеристика осложнения
от (верх)	до (низ)	
1	2	3
0	30	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости
30	880	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости. Водопроявления. Возможны посадки и заклинки кондуктора, сальникообразования
880	2750	Возможны осыпи и обвалы стенок скважины, поглощения промывочной жидкости, сужение ствола скважины и сальникообразования. Нефтепроявления ($K_a = 1,00-1,02$)
2750	3220	Газонефтепроявления ($K_a = 1,25-1,30$). Разжижение раствора. Поглощения бурового раствора. Возможность интенсивных поглощений бурового раствора при попадании в трещиноватую зону доюрских отложений (Pz)

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

По техническому заданию тип профиля: наклонно-направленный J-образный.

Данные по профилю: допустимая интенсивность изменения зенитного угла в интервале набора $1,5^\circ / 10$ м, отход на кровлю продуктивного пласта $T_1 = 1000$ м, максимальный зенитный угол в интервале установки ГНО не более 45° , максимально допустимая интенсивность искривления в интервале установки ГНО $0,18^\circ / 10$ м. Минимальный уровень жидкости в скважине: 2700 м. Конструкция забоя: фильтр.

Расчёты производились в программе «Инженерные расчёты строительства скважины» ООО «Бурсофтпроект» в ручном режиме. Результаты проектирования представлены в таблице А.1 приложения А. Проектируемый профиль скважины представлен на рисунке А.1.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины обусловлена заданными условиями, профилем скважины, возможными осложнениями, а также учтены возможные трудности проводки скважины. Оптимально подобраны интервалы вертикальных участков, участков стабилизации. Далее по разделу приведен расчет и обоснование конструкции скважины.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Под конструкцией забоя понимается система скважина-крепь в интервале продуктивного пласта. Конструкция забоя должна обеспечивать устойчивость

ствола, разобщение нефтенепорных и водонапорных горизонтов, также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

Так как хвостовик в скважине у нас нецементируемый, то тип забоя выбираем открытый с фильтром.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений демонстрирует изменение давлений гидроразрыва пород и пластовых давлений. По графику давлений также определяется число и глубина спуска обсадных промежуточных колонн.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.1.

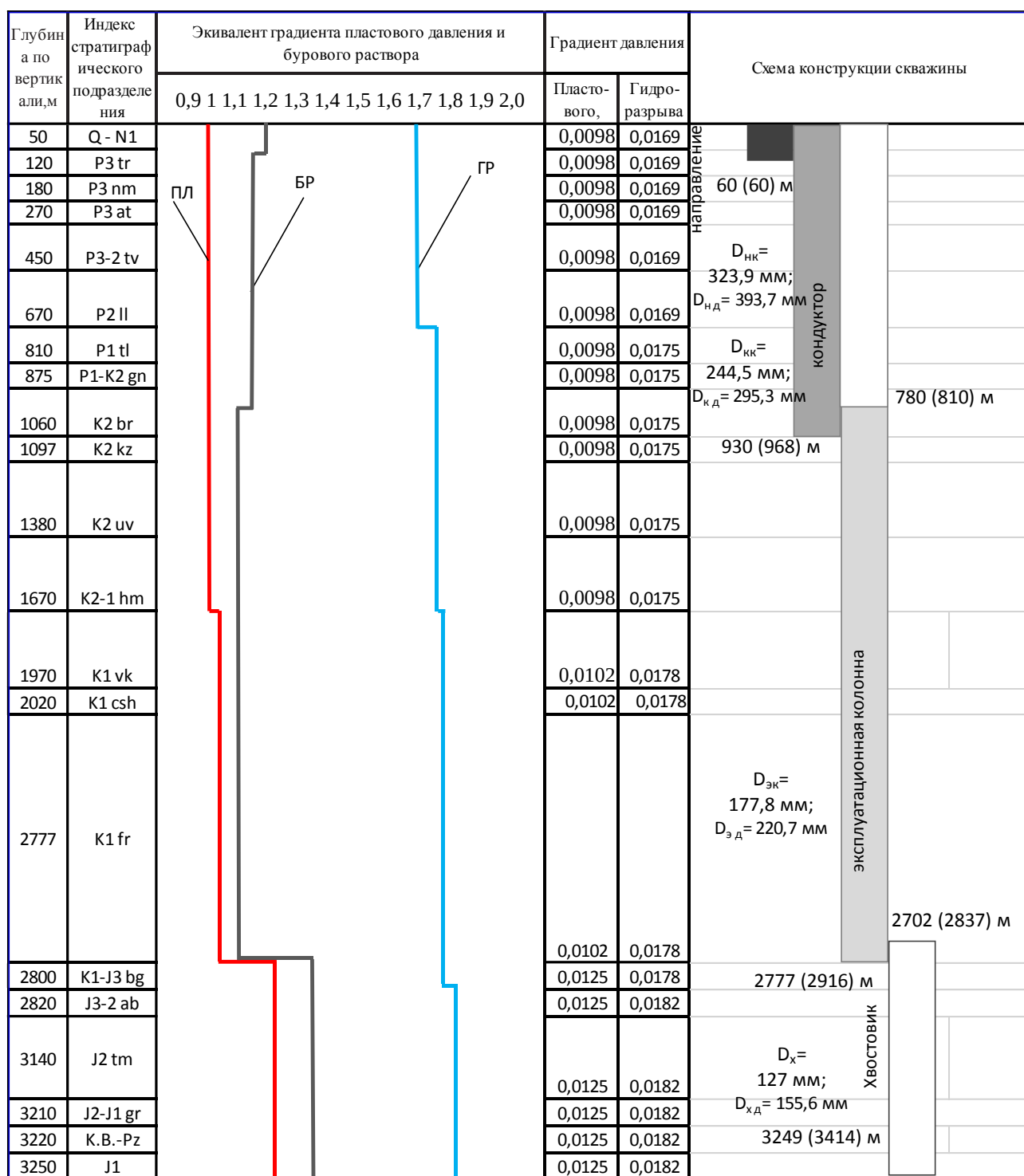


Рисунок 2.1 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Исходя из анализа графика, на глубине 2777 метров по вертикали пластовое давление резко повышается. Так-как резко повысилось пластовое давление, с глубины с 2777 метров до 3249 метров по вертикали спускается хвостовик.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление служит для перекрытия четвертичных отложений и обеспечения устойчивости горных пород вокруг устья при бурении под дальнейшие интервалы. Рекомендуется направлением перекрывать четвертичные отложения с запасом в 10 метров. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 50 метров, принимаем глубину спуска 60 метров [1].

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: расчет недопущения разрыва под башмаком в случае флюидопроявления при дальнейшем бурении скважины. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывает зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Результаты расчетов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	АС ₇	ЮС ₂	ЮС ₄	ЮС ₁₀
Л _{кр}	2398	2820	2860	3180
Г _{пл}	0,102	0,125	0,125	0,125
Г _{грп}	0,169	0,175	0,175	0,178
ρ _н	809	759	759	670
Расчетные значения				
Пластовое давление	244,596	352,5	357,5	397,5
Л _{конд min}	660	1550	1560	1830
Запас	1,09	1,09	1,09	1,09
Принимаемая глубина	1830			

Рекомендуемая глубина спуска кондуктора 1830 м. С учётом перекрытия первичных интервалов осложнений, кондуктор спускается на глубину 930 метров по вертикали.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта скважины, но так как в разрезе присутствуют пласты с АВПД, то необходим спуск хвостовика. Эксплуатационная колонна рассчитывается на условие недопущения гидроразрыва пород у башмака колонны для пласта с АВПД. Хвостовик же спускается в зону продуктивного пласта с перекрытием эксплуатационной колонны в соответствии с правилами безопасности. В данном случае эксплуатационная колонна спускается на глубину 2777 метров по вертикали, до кровли пласта с АВПД, а хвостовик на глубину 3249 метров, и устанавливается выше башмака предыдущей обсадной колонны, не менее чем на 75 метров для нефтяных скважин [2].

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- Направление цементируется на всю глубину спуска, на 0-60 метров;
- Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, на 0-930 метров по вертикали и 0-968 метров по стволу соответственно;
- Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием башмака предыдущей колонны на 150 метров для нефтяной скважины, интервал цементирования будет составлять 780-2777 метров по вертикали и 810-2916 метров по стволу соответственно;
- Чтобы не ухудшить коллекторские свойства пласта, хвостовик не цементируется.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. За начальный диаметр принимается диаметр хвостовика, принятый 127 мм, выбранный согласно предполагаемому дебиту скважины. Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	60	60	60	60	0-60	0-60	323,9	393,7
Кондуктор	930	930	968	968	0-930	0-968	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2777	2777	2916	2916	780-2777	810-2916	177,8	220,7
Хвостовик	3249	3249	3414	3414	–	–	127	155,6

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

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

$$P_{оп} = k \cdot P_{ГНВП}, \quad (2.1)$$

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

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

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле:

$$P_{ГНВП} = k \cdot P_{МУ}, \quad (2.2)$$

где $P_{МУ}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении.

Результаты расчета нефтяного пласта представлены соответственно в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета давления опрессовки колонн с учетом наличия нефтяного пласта

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	9,23	17,25	17,49	22,81
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	8,39	15,68	15,90	20,73
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{МУ}$	5,43	14,25	14,46	18,85
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{МУ}$	7,63	10,43	6,87	17,60
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	24,46	35,25	35,75	39,75
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	809	759	759	670
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81	9,81

Продолжение таблицы 2.3

Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2398	2820	2860	3180
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	7,8	10	6,34	17,3
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	0,02	-0,04	-0,08	-0,02
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	298,83	-571,18	-1089,8	-235,64

Исходя из проведенных выше расчетов, можно увидеть, что максимальное давление опрессовки равняется: $P_{оп} = 22,81$ 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: ОКК1-35-178×245 К1 ХЛ. Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП6-230/80×35.

2.3 Углубление скважины

В проектирование технологии процессов углубления входят: выбор породоразрушающего инструмента, подбор оптимальных режимов бурения, типов бурового раствора, компоновки бурильной колонны, гидравлической программы промывки.

Основным требованием к выбору параметров, является необходимость обеспечения успешной проводки скважины, с максимально возможными технико-экономическими показателями.

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяется, прежде всего горно-геологическими условиями бурения. Для выбора способа бурения необходимо также учитывать анализ статистики сооруженных ранее скважин на данном лицензионном участке.

Под направление, 0-60 метров, выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород.

Бурение кондуктора, эксплуатационной колонны и хвостовика выбирается совмещенный способ, с применением силового верхнего привода и ВЗД, для улучшения скорости проходки и обеспечения максимальной механической скорости.

Данные по способам бурения представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	60	Роторный
60	930	Совмещенный (СВП + ВЗД) СВП – вспомогательный ВЗД – основной
930	2777	Совмещенный (СВП + ВЗД) СВП – вспомогательный ВЗД – основной
2777	3249	Совмещенный (СВП + ВЗД) СВП – вспомогательный ВЗД – основной

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

- трехшарошечные долота для интервала бурения под направление, которые позволят обеспечить высокую скорость проходки в мягких породах, а также устойчивость долота при бурении строго вертикальных участков;
- PDC долота для интервала бурения под кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения данной скважины. Характеристики долот приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристика породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал		0-60	60-930	930-2777	2777-3249
Шифр долота		III 393,7 MC-ЦГВУ (135)	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	БИТ 220,7 ВТ 613	БИТ 155,6 В 813 УМ
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,6
Тип горных пород		М+МС	МС	МС	С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117	3-88
	API	7 5/8	6 5/8	4 1/2	3 1/2
Длина, м		0,5	0,5	0,383	0,25
Масса, кг		150	88	45,5	17
Осевая нагрузка G, тс	Рекомендуемая	7-29	2-10	2-10	2-10
	Максимальная	29	10	10	10

Продолжение таблицы 2.5

Частота вращения n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-400	60-400	60-400
	Максимальная	300	400	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

$$G_{доп} = 0,8 \cdot G_{пред} \quad (2.3)$$

Результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент по интервалам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0 – 60	60 – 930	930 – 2777	2777 – 3249
Исходные данные				
D _д , см	39,37	29,53	22,07	15,56
G _{пред} , Т	29	10	10	10
Результаты проектирования				
G _{доп} , Т	23,2	8	8	8
G _{проект} , Т	8	8	8	7

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты частоты вращения долота

Интервал		0 – 60	60 – 930	930 – 2777	2777 – 3249
Исходные данные					
$V_{л}, \text{м/с}$		2,8	2	2	1,5
$D_{л}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
Результаты проектирования					
$n_1, \text{об/мин}$		136	129	173	184
$n_{\text{стат}}, \text{об/мин}$		40 – 60	100 – 180	140 – 200	120 – 220
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		50	140	170	170

В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что ротор работает в пределах 50-80 об/мин.

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расход бурового раствора должен быть подобран таким образом, чтоб выполнялись следующие условия: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя от шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования

построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов.

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

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (2.4)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости на 1 м² забоя (принимается от 0,3 до 0,65 м³/с, большие значения берутся для мягких пород);

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

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_o^2, \quad (2.5)$$

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

$$Q_2 = (V_{\text{кр}} \cdot S_{\text{max}} + (V_M / 3600) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{\text{см}} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (2.6)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м²,

рассчитывается по формуле:

$$S_{\text{max}} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{\text{бт}}^2), \quad (2.7)$$

где $d_{\text{бт}}$ – минимальный диаметр бурильных труб запроектированной компоновки, м.

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (2.8)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

Критическая скорость проскальзывания $V_{\text{кр}} = 0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, то есть в мягких породах. Разность $(\rho_{\text{см}} - \rho_p) = 0,02$ г/см³.

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

$$Q_3 = S_{\max} \cdot V_{KП \min} \cdot 1000, \quad (2.9)$$

где $V_{KП \min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с для направления и кондуктора; 0,75 м/с для технических колонн; 1,0 м/с для эксплуатационной колонны и хвостовика.

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

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н \max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (2.10)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

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

После получения расчетных значений расхода, производится сопоставление с фактическими статистическими значениями расхода бурового раствора, применяемыми на производстве. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице В.1 приложения В.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигателя выбирается по следующим параметрам: необходимость обеспечения определенных интенсивностей набора угла, для достижения проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (2.11)$$

Требуемый крутящий момент определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (2.12)$$

где 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:

$$M_o = 500 \cdot D_\partial \quad (2.13)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_\partial, \quad (2.14)$$

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

В таблице 2.8 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.8 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-60	60-930	930-2777	2777-3249
Исходные данные					
D_∂	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
	мм	393,7	295,3	220,7	155,6
G_{oc} , кН		78	78	78	69
Q , Н·м/кН		–	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		–	236	177	124
M_p , Н·м		–	3046	2307	1463
M_o , Н·м		–	148	110	78
$M_{y\partial}$, Н·м/кН		–	37	28	20

Для интервала бурения 60-930 метров по вертикали (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС, который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном

расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДР-178.4.55 IDT. Для интервала бурения под хвостовик проектируется винтовой забойный двигатель ДРУ4-127РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240РС	60-930	240	9,75	2362	30-75	110-275	10,6	99-283
ДР-178.4.55 IDT	930-2777	178	9,0	1170	25-40	60-210	8,5	35-182
ДРУ4-127РС	2777-3249	127	6,5	484	10-20	80-250	2	21-65

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

БК должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) Достаточная прочность при минимальном весе, обеспечивающем создание требуемой осевой нагрузки;
- 2) Обеспечение герметичности при циркуляции бурового раствора, причём с минимальными гидравлическими потерями;

Минимальные затраты времени при СПО, при этом соединения должны обеспечивать прочность не менее прочности тела трубы, быть взаимозаменяемыми.

В таблице Б.1 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб, коэффициенты запаса, а также компоновки низа бурильной колонны для бурения каждого интервала.

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблице Б.2 приложения Б. В таблице Б.3 приложения Б представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Для бурения интервала под направление выбираем бентонитовый буровой раствор. Он предназначен для бурения верхней части разреза скважины, представленной песками, супесями, суглинками, алевритами и глинами. Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. В таблице 2.10 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 2.11. Технологические свойства бентонитового раствора представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.10 – Исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора

Интервал по вертикали, м	Коэффициент репрессии	Пластовое давление, МПа	Глубина по вертикали, м	Плотность, г/см ³
0-60	1,2	0,588	60	1,2
60-930	1,16	9,114	930	1,16
930-2777	1,07	28,33	2777	1,113
2777-3249	1,06	40,61	3249	1,351

Таблица 2.11 – Компонентный состав бентонитового раствора

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	65
Регулятор жесткости	Кальцинированная Сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Понизитель вязкости	THINNER	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
Утяжелитель	Барит	Регулирование плотности	109

Таблица 2.12 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	100
Водоотдача, см ³ /30 мин	6
Содержание песка, %	1

Для бурения интервала под кондуктор был выбран полимер-глинистый буровой раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами, алевролитами и слабосцементированными песчаными породами.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин, в основном сложенных из слабосцементированных песчаных горных пород,

крепких пород. 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.

Компонентный состав полимер-глинистого бурового раствора приведен в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Регулятор жесткости	Кальцинированная Сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Бентонит	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	11
Высоковязкий понизитель фильтрации	HT Polymer PAC HV	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,4
Понизитель фильтрации	Крахмал буровой - Drill Starch	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,13
Низковязкий понизитель фильтрации	HT Polymer PAC-LVT	Регулятор фильтрации	0,55
Смазочная добавка	ФК-2000 Плюс	Снижение коэффициента трения в скважине	5
Утяжелитель	Барит	Регулирование плотности	178

После приготовления полимер-глинистый буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,16
Условная вязкость, с	35
Пластическая вязкость, сПз	17
ДНС, дПа	58
СНС 10 сек/10 мин, дПа	27/55
Водоотдача, см ³ /30 мин	9
рН	8,5
Содержание песка, %	1

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну выбираем полимерный (биополимерный) буровой раствор.

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

Компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Компонентный состав полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,45
Регулятор жесткости	Кальцинированная Сода	Связывание ионов кальция и магния	1

Продолжение таблицы 2.15

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Структурообразователь	Bioxan	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Понизитель фильтрации	Крахмал буровой - Drill Starch	Регулятор фильтрации	17
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	80
Закупоривающие материалы, кольятанты (разного фракционного состава)	F-Seal	Регулирование плотности, кольятация каналов	75
Бактерициды	Биоцид	Защита от микробиологической деструкции	0,45
Пенегасители	Пенегаситель - Defoamer	Предотвращение пенообразования	0,45
Утяжелитель	Карбонат Кальция мелкого помола	Регулирование плотности	89

После приготовления биополимерный буровой раствор обеспечивает технологические свойства, приведенные в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Технологические свойства полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,113
Условная вязкость, с	45
Пластическая вязкость, сПз	12
ДНС, дПа	80

Продолжение таблицы 2.16

Регламентируемые свойства	Значение
СНС 10 сек/10 мин, дПа	35/55
Водоотдача, см ³ /30 мин	3
рН	9
Содержание песка, %	0,3

Для бурения интервала под хвостовик выбираем полимерный (биополимерный) буровой раствор.

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

Компонентный состав биополимерного бурового раствора приведен в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Компонентный состав полимерного (биополимерного) раствора

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Каустическая сода	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,45
Регулятор жесткости	Кальцинированная Сода	Связывание ионов кальция и магния	1
Структурообразователь	Bioxan	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
Понизитель фильтрации	Крахмал буровой - Drill Starch	Регулятор фильтрации	17
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	80

Продолжение таблицы 2.17

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	F-Seal	Регулирование плотности, кольматация каналов	75
Бактерициды	Биоцид	Защита от микробиологической деструкции	0,45
Пеногасители	Пеногаситель - Defoamer	Предотвращение пенообразования	0,45
Утяжелитель	Карбонат Кальция мелкого помола	Регулирование плотности	604

Данный раствор после приготовления обеспечивает следующие технологические свойства, представленные в таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Технологические свойства полимерного (биополимерного) раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,351
Условная вязкость, с	45
Пластическая вязкость, сПз	12
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	35/55
Водоотдача, см ³ /30 мин	3
рН	9
Содержание песка, %	0,3

В таблице В.2 и В.3 приложения В представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора и химических реагентов.

Результаты расчета требуемого количества реагентов представлены в таблице В.4 приложения В.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 2.19-2.21 соответственно.

Таблица 2.19 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	60	Бурение	0,483	0,058	Периферийная	3	15,9	118	5
Под кондуктор									
60	930	Бурение	0,696	0,071	Периферийная	9	9	84,5	3,03
Под эксплуатационную колонну									
930	2777	Бурение	1,371	0,105	Периферийная	8	9,5	71,1	3,07
Под хвостовик									
2777	3249	Бурение	1,172	0,085	Периферийная	5	7	83,8	4,17

Таблица 2.20 – Режим работы насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	Бурение	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	100	122	35,14	70,27
60	930	Бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	100	108	24,19	48,38
930	2777	Бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	100	90	20,16	40,32
2777	3249	Бурение	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	100	72	16,13	16,13

Таблица 2.21 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	60	Бурение	124,7	98,7	0	15,9	0,1	10
60	930	Бурение	175,0	48,9	64,5	48,8	2,8	10
930	2777	Бурение	226,3	33,2	47,5	116,8	18,7	10
2777	3249	Бурение	345,6	56,1	78,7	175,2	32,1	3,6

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

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

2.4.1 Расчет обсадных колонн

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

В таблице 2.22 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м^3 , продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м^3 .

Таблица 2.22 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1450 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ($\rho = 1820 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-60	0-60
Кондуктор	0-830	0-862	830-930	862-968
Эксплуатационная колонна	780-2300	810-2413	2300-2777	2413-2916
Хвостовик	–	–	–	–

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 2.2.

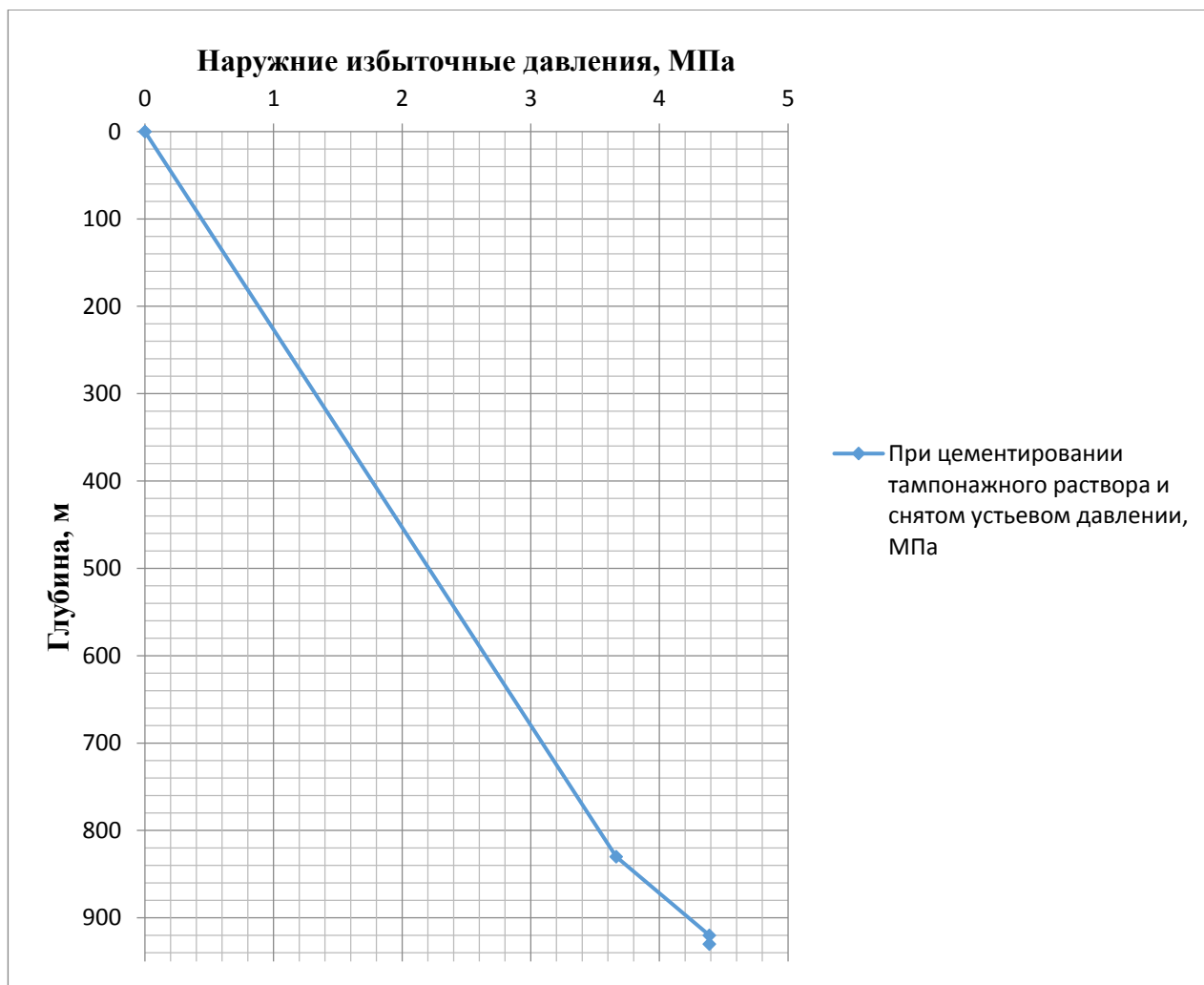


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении представлены на рисунке 2.3.

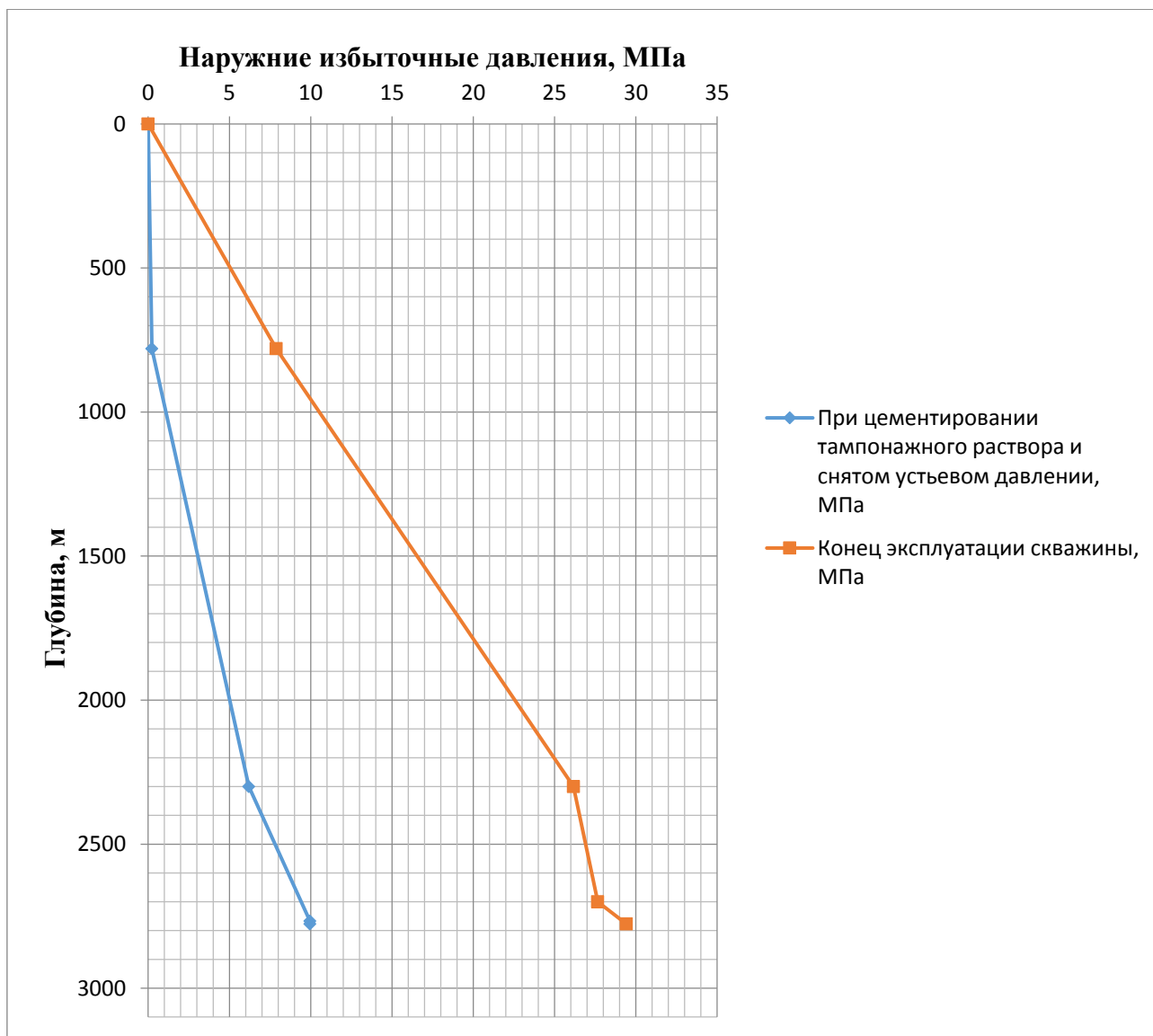


Рисунок 2.3 – Эюры наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений для хвостовика представлены на рисунке 2.4.

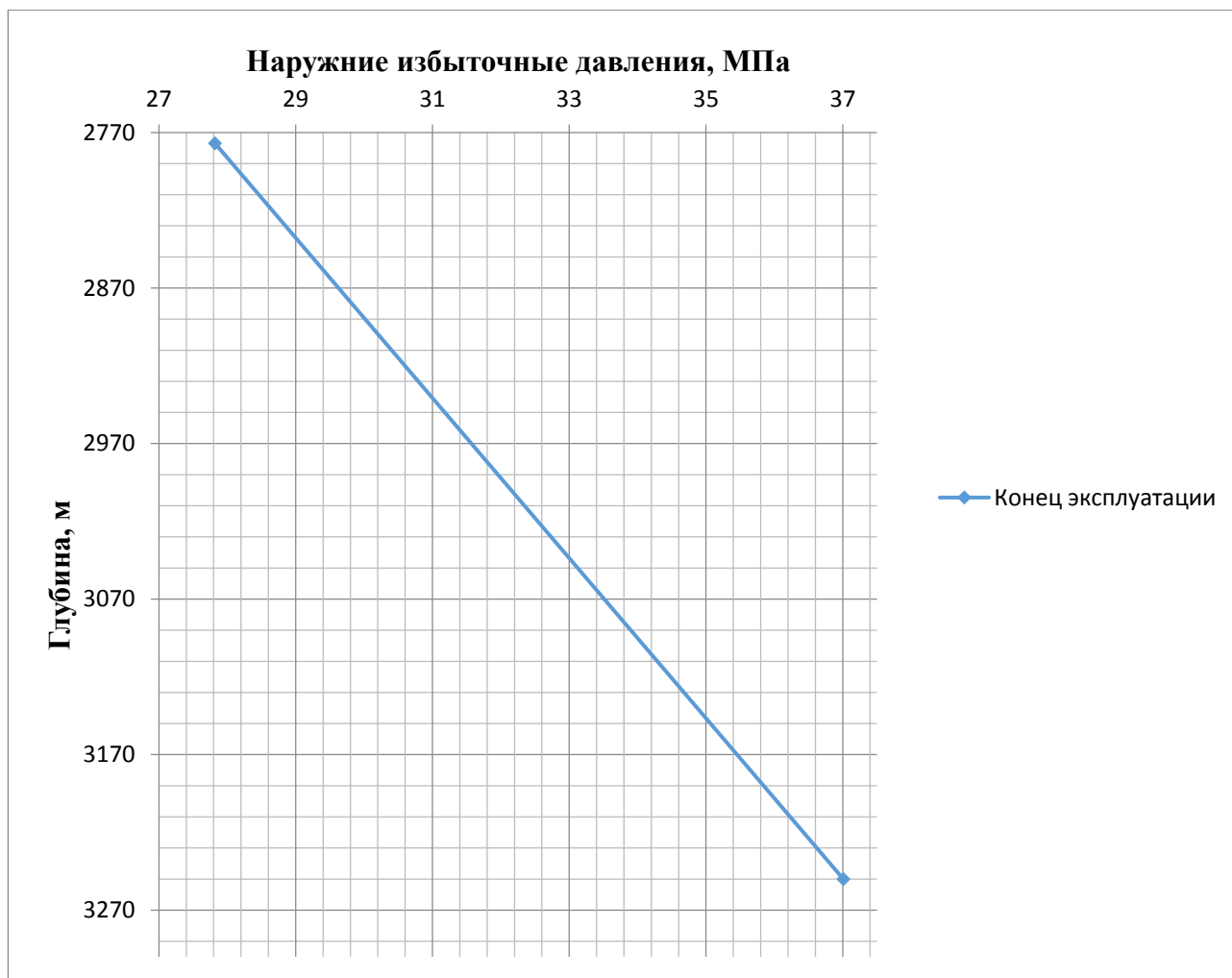


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

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 2.5.

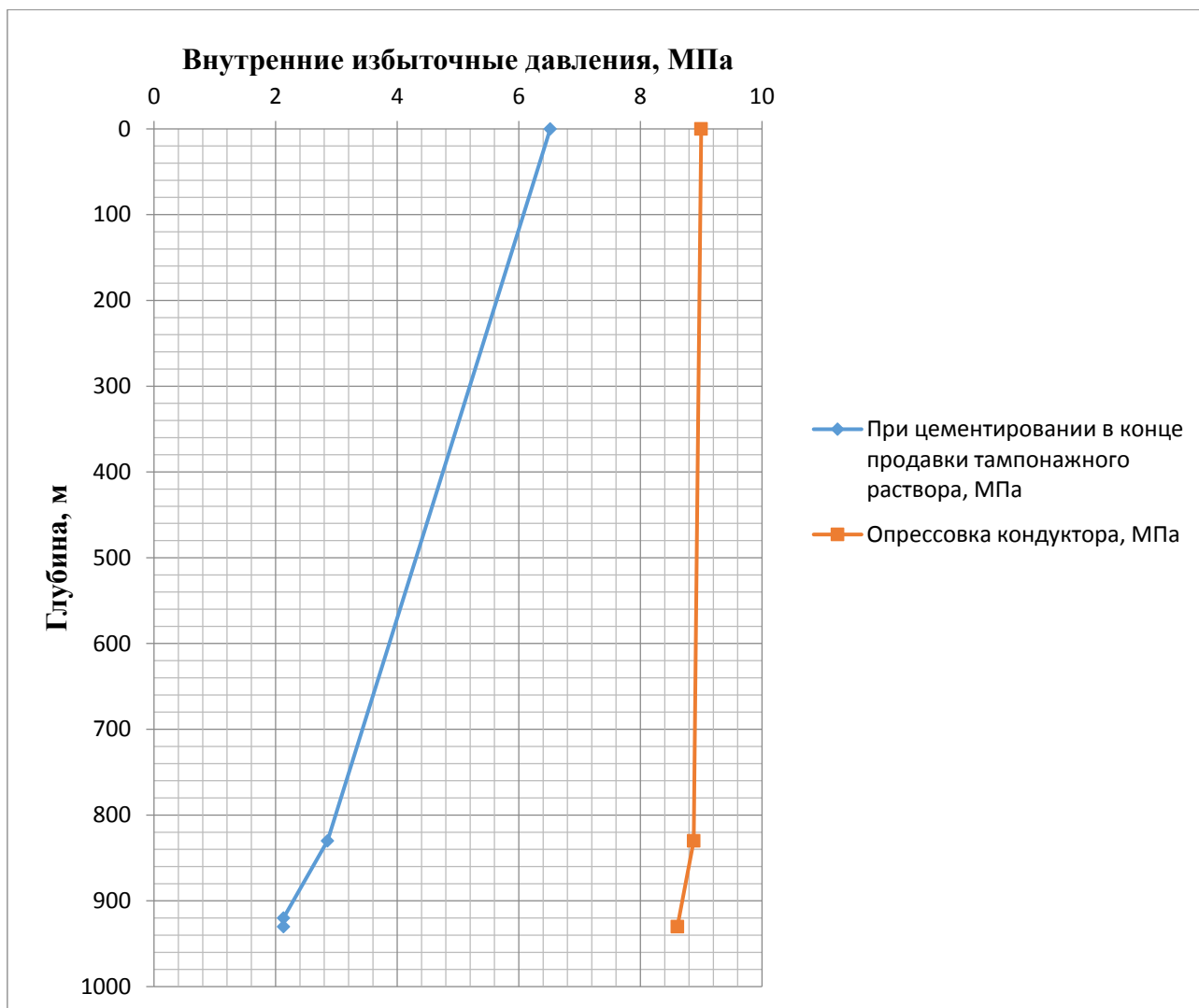


Рисунок 2.5 – Эпюры внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 2.6.

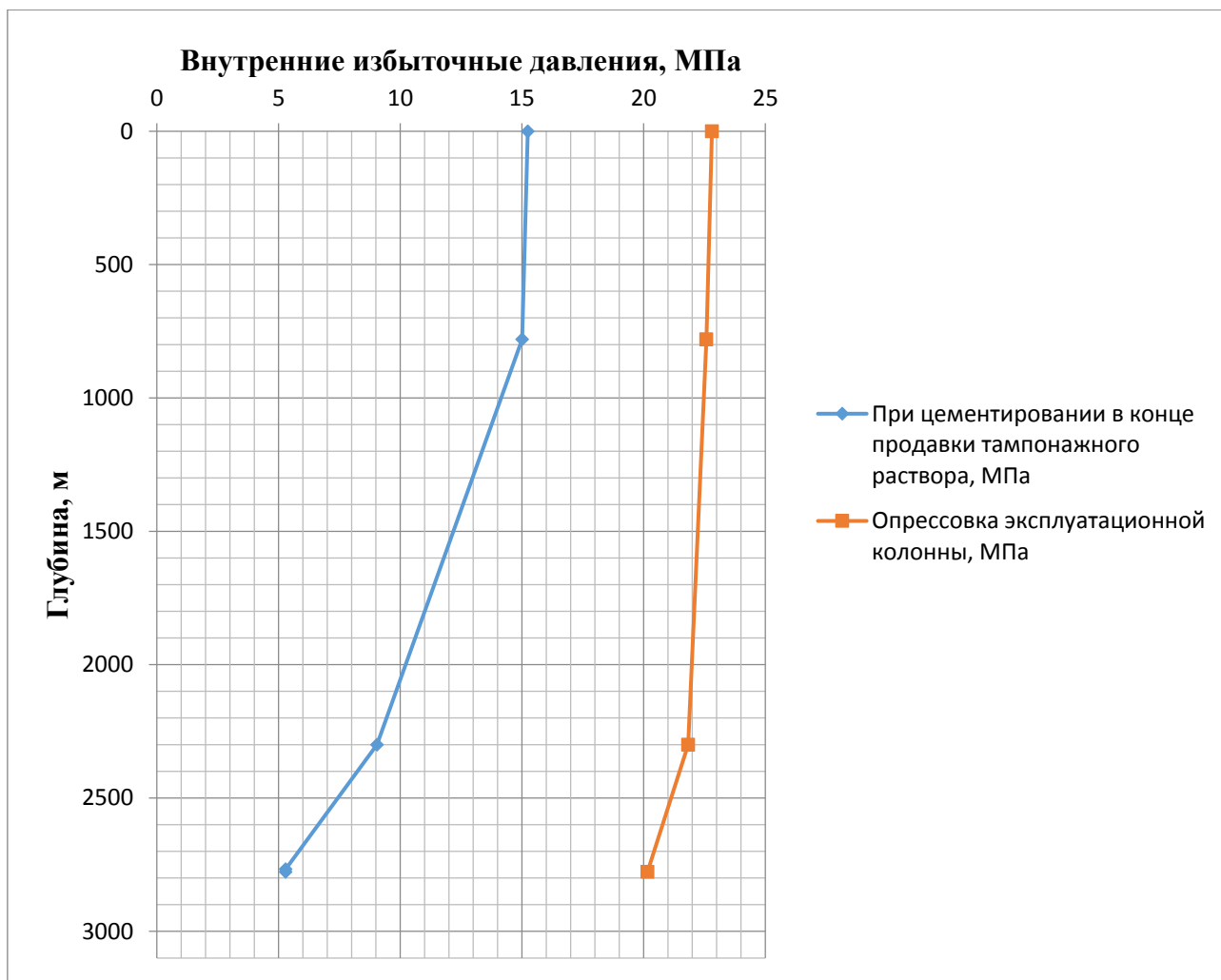


Рисунок 2.6 – Эшюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 2.7.

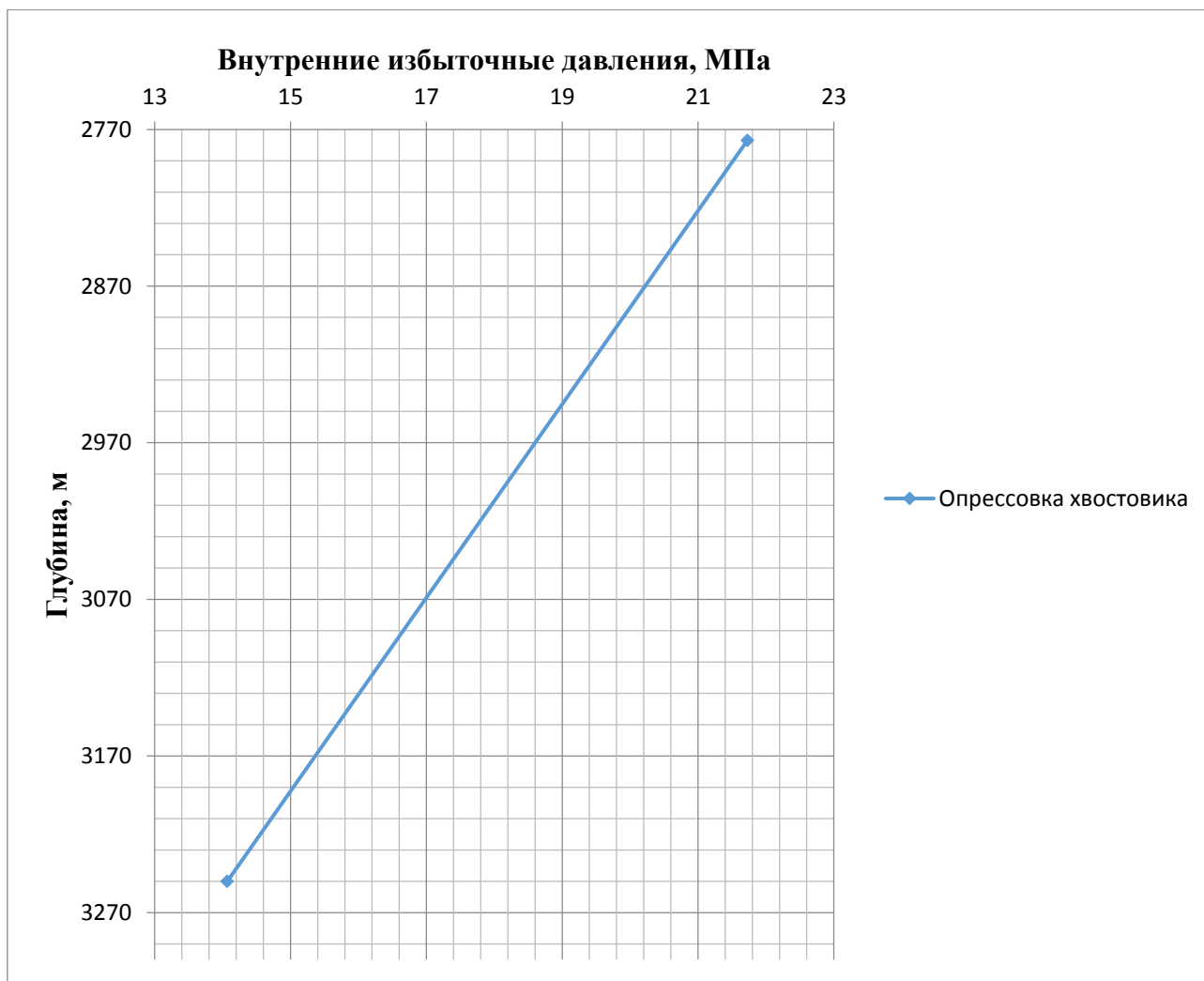


Рисунок 2.7 – Эпюры внутренних избыточных давлений для хвостовика

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 также недопущения страгивания в замковом соединении.

Результаты расчетов сведены в таблицу Б.4 приложения Б.

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.15)$$

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

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

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

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

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (2.16)$$

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

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (2.17)$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194	114-127

Продолжение таблицы 2.23

Параметр	Значение параметра		
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
$P_{гс\text{ кп}}$, МПа	0,853	13,614	37,27	—
$P_{гд\text{ кп}}$, МПа	0,039	0,629	3,79	—
$P_{гр}$, МПа	0,0169	0,0175	0,0178	—
Проверка условия	$0,892 < 0,963$ (условие выполняется)	$14,24 < 15,46$ (условие выполняется)	$41,06 < 46,96$ (условие выполняется)	—

На всех интервалах условие выполняется, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в m^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны, учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\text{ д}}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{к\text{ вн}}^2 - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эк\text{ вн}}^2 \cdot l_{ст}] / 4. \quad (2.18)$$

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

$$V_{\text{тр}} = V_{\text{тр обл}} + V_{\text{тр норм.}} \quad (2.19)$$

Рассчитывается объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр обл}} = \pi \cdot [((D_{\text{тк вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{тк}} - L_1)) + ((D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - h_2 - (2.20) \\ - L_{\text{тк}}))] / 4.$$

$$V_{\text{тр норм}} = \pi \cdot [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot h_2 + D_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4. \quad (2.21)$$

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.

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

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

$$V_{\text{б.жс}} = S_{\text{к.п.о.с}} \cdot V_{\text{в.п}} \cdot t, \quad (2.22)$$

где $S_{\text{кп.ос}}$ – 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).

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

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}] / 4. \quad (2.23)$$

2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

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

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

В таблицах 2.25, 2.26, 2.27 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей для каждого интервала.

Таблица 2.25 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для направления

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	22,14	4,43	1030	4,43	МБП-СМ	309,9
		17,7		17,7	МБП-МВ	265,7
Продавочная жидкость	3,81		1000	—	Тех.вода	—
Облегченный тампонажный раствор	—		1450	—	—	—
					—	—
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,43		1820	2,99	ПЦТ-II-50	5530
					НТФ	1,81

Таблица 2.26 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для кондуктора

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	10,43	2,09	1030	2,09	МБП-СМ	146,1
		8,35		8,35	МБП-МВ	125,2
Продавочная жидкость	40,51		1000	–	Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	29,87		1450	25,12	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	21341
					НТФ	12,24
Нормальной плотности тампонажный раствор	3,75		1820	2,53	ПЦТ-II-50	4682
					НТФ	1,54

Таблица 2.27 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей для эксплуатационной колонны

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,17	1,03	1030	1,03	МБП-СМ	72,42
		4,14		4,14	МБП-МВ	62,08
Продавочная жидкость	57,67		1000	–	Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	27,48		1450	23,35	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	18014
					НТФ	11,27
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,86		1820	5,57	ПЦТ-II-150	11457
					НТФ	3,63

2.4.2.5 Гидравлический расчет цементировании скважины

2.4.2.5.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}. \quad (2.24)$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно.

В таблице 2.28 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 2.28 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

Интервал	Количество цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора	Количество цементосмесительных машин для тампонажного раствора нормальной плотности
Направление	–	1
Кондуктор	3	1
Эксплуатационная колонна	2	1
Хвостовик	–	–

Схема обвязки цементировочной техники для каждого интервала представлены на рисунках Б.1, Б.2 и Б.3 приложения Б.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для подвешивания хвостовика проектируется подвеска хвостовика гидромеханическая цементируемая, которая подбирается в соответствии с диаметрами колонн.

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Б.5 приложения Б.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли CaCl_2 требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.25.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (2.25)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = \frac{(1+0,05) \cdot 40,25 \cdot 10^6}{9,81 \cdot 3249} = 1325,6 \text{ кг/м}^3.$$

Согласно пункту 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 2.26:

$$V_{ж.г.} = 2 \cdot (V_{внхв} + V_{внэк.}) = 2 \cdot (5,05 + 56,21) = 122,52 \text{ м}^3, \quad (2.26)$$

где $V_{внхв}$ – внутренний объем хвостовика, м^3 ;

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

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35-105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым 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 АФ1-80/65х35, представленную на рисунке 2.8.

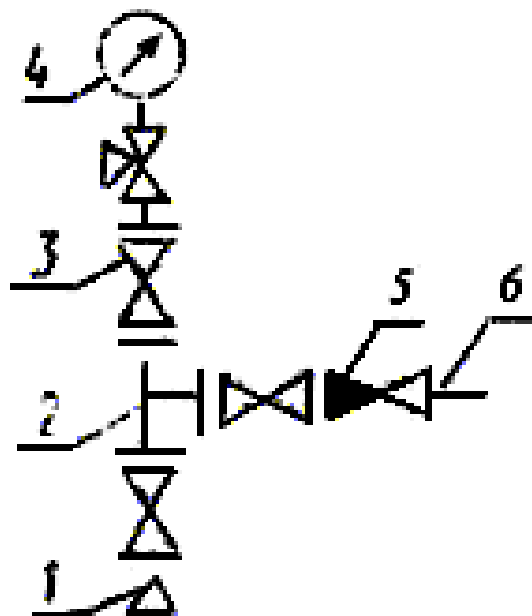


Рисунок 2.8 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х35

2.4.4.3 Вызов притока

Вызов притока осуществляется, сваби́рованием. В ходе проведения работ по сваби́рованию (рисунок 2.9), 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.

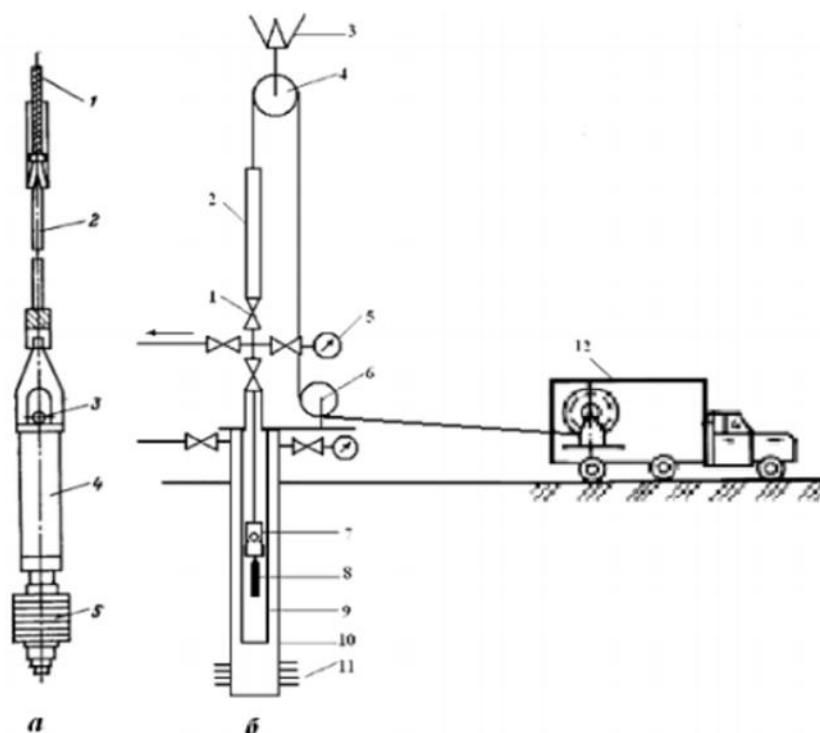


Рисунок 2.9 – Освоение скважины свабированием: а – сваб (1 – канат; 2 – подвеска; 3 – шаровой клапан; 4 – патрубок; 5 – поршень), б – схема обвязки (1 – устьевая арматура; 2 – лубрикатор; 3 – крюкоблок; 4,6 – каротажные ролики; 5 – манометр; 7 – сваб; 8 – груз; 9 – колонна НКТ; 10 – эксплуатационная 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 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. Результаты проектирования буровой установки представлены в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 3200/200 ЭУ-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	102,32	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 102,3$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	126,74	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 126,7$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	133	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$1,5 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Обзор современных направлений модернизации буровых установок

Бурение скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности. В последние годы возникла тенденция к техническому развитию данной отрасли, то есть это развитие и совершенствование техники, разработка и внедрение новой прогрессивной технологии. Стремительный рост технико-экономических показателей достигается внедрением новых инновационных технологий, совершенствующих весь процесс бурения, начиная от буровых установок, долот, забойных двигателей, ЗТС и т.п.

3.1 Инновации в производстве буровых установок

3.1.1 Искусственный интеллект

При бурении скважин искусственный интеллект позволяет выявлять выход долота за пределы целевого (продуктивного) слоя еще до того, как об этом сообщат датчики телеметрии. В силу конструктивной особенности бурового оборудования информация о типе породы и ее свойствах на основании показаний каротажных приборов в процессе бурения поступает с задержкой. В результате выход из коллектора или целевого интервала фиксируются, когда долото ушло от места выхода уже на 15-35 м.

В некоторых случаях опытный бурильщик способен по косвенным признакам (нагрузка на долото, скорость проходки и т.д.) определить, что долото вышло в другую породу. У специалистов возникла идея, что такой навык можно развить у искусственного интеллекта, выявив в данных ГТИ указывающие на это скрытые закономерности.

Разработанный прототип использует машинное обучение, чтобы оперативно анализировать параметры, поступающие с бурового оборудования –

уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузку на долото и др. Эти показатели изменяются в зависимости от характеристик пласта, и это позволяет оперативно определить состав породы, не дожидаясь поступления данных с датчиков на самом буровом инструменте [3].

Работа искусственного интеллекта представлена на рисунке 3.1.

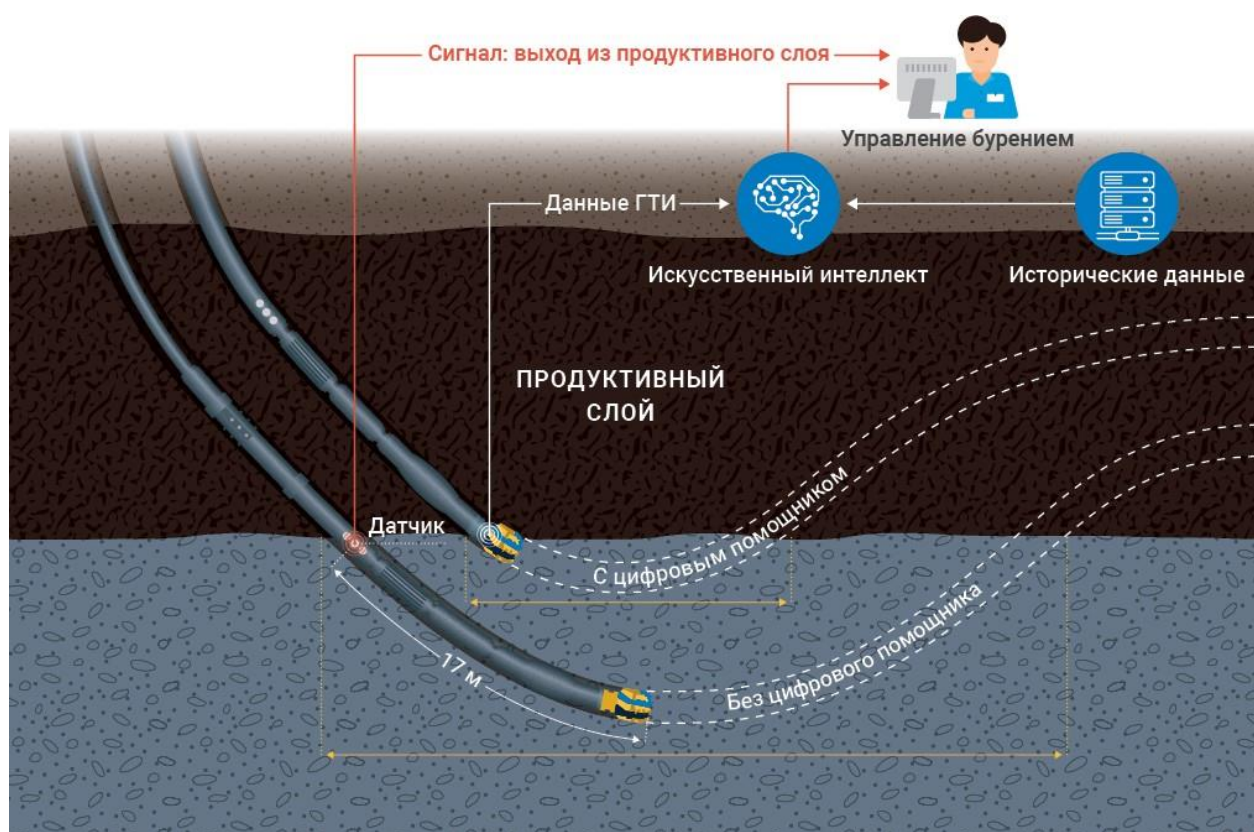


Рисунок 3.1 – Работа искусственного интеллекта

Сейчас программа способна определять три литотипа (породы с определенным набором признаков) – песчаник, глину, карбонатизированный песчаник – и, соответственно, тот момент, когда долото переходит из одной породы в другую. Вероятность выявления смены литотипа с использованием созданного цифрового решения составляет не менее 70%. Обучение модели продолжается на новых скважинах: с каждой пробуренной скважиной точность становится выше.

Применение методики позволит в будущем повысить скорость бурения горизонтальной части скважин, снизить затраты на устранение ошибок и повысить качество проходки, а значит, и эффективность будущей эксплуатации [12].

3.1.2 Пульт оператора-бурильщика нового поколения

В последнее время нефтегазовым компаниям требовалась разработка современного пульта бурильщика, который включал бы панели наблюдения и пульта управления процессами бурения. Разработанное решение призвано обеспечить бурильщикам более комфортные условия и сделать их работу более эффективной.

Ранее использовалось решение с применением четырех дисплеев, отображающих различные параметры процесса бурения. Промышленные компьютеры располагались в центре управления системой, находящихся на расстоянии около 100 метров от пульта бурильщика. Компьютеры были подключены к дисплеям пульта бурильщика с помощью кабелей, из-за чего часто возникали проблемы в виде помех. Таким образом, надежность системы и защищенность данных не удовлетворяли заказчика. Более того, производительность дисплеев и компьютеров, использовавшихся для прежнего решения, была недостаточной, чтобы реализовать цифровую систему мониторинга и управления бурением, что компания выдвигала в качестве своей цели.

Для построения современной системы было принято решение о необходимости использования компактного, экономически эффективного решения, которое было бы способно обеспечить построение полностью интегрированной высокопроизводительной цифровой системы [4].

Требования к системе были следующими:

- Панельные компьютеры взамен использовавшихся существующих ПК и дисплеев.
- Использование устройств с высокопроизводительным процессором и более чувствительным сенсорным экраном.
- Использование шлюзов для подключения компьютеров, что обеспечит беспрепятственную передачу данных.
- Соответствие оборудования стандартам, поддержка расширенного диапазона рабочих температур.

Для повышения эффективности работы системы и снижения совокупной стоимости владения, компания «МОХА» заменила на пульте бурильщика, использовавшиеся до этого компьютеры, на два панельных компьютера с сенсорным экраном современного поколения. Старые дисплеи были заменены на промышленные мониторы. Вместо подключения компьютеров и мониторов при помощи кабелей VGA, компания установила панельные компьютеры на пульте бурильщика, что существенно упрощает работу оператора.

Одним из неудобств предыдущей системы было также то, что металлическая рама на дисплеях снижала чувствительность сенсорного экрана. Панельные компьютеры современного поколения используют процессоры новейшей технологии, а также чувствительный сенсорный экран, что существенно повышает эффективность и комфортность работы операторов.

Другой задачей при переходе на новую систему было обеспечение преобразования протоколов. Усовершенствованные устройства (рисунок 3.2) обеспечили реализацию задачи преобразования, используемого PLC-устройствами PROFINET протокола, таким образом, проблема невозможности подключения PLC непосредственно к компьютерам была с легкостью решена. Кроме того, в системе применяются промышленные коммутаторы, обеспечивающие передачу данных на пульт управления [4].



Рисунок 3.2 – Пульт оператора-бурильщика нового поколения

В целом, развертывание системы позволило существенно повысить операционную эффективность пульта бурильщика, который был солидно усовершенствован, и при этом, модернизация не потребовала чрезмерных вложений.

Преимущества инновационных решений заключаются в следующем:

- Специализированные решения для нефтегазовой отрасли;
- Снижение совокупной стоимости владения буровыми установками.

3.2 Автоматизация оборудования

3.2.1 Автоматизированные приемные мостки

Использование системы механизированных приемных мостков (МПМ) упрощает и ускоряет подачу труб со стеллажей на буровую площадку. Подъем

труб на буровую площадку может осуществляться с помощью элеватора, исключая трудоемкую промежуточную процедуру наращивания через шурф.

Персонал буровой площадки управляет системой механизированных приемных мостков при помощи пульта дистанционного управления, что исключает какой-либо риск для членов бригады.

Простая процедура перемещения и перевозки системы механизированных приемных мостков – путем простого демонтажа системы на один основной модуль и две подъемные секции моста. Электронные органы управления могут быть установлены в одном контейнере, либо встроены в общую систему управления буровой установки.

Для работы с НКТ приемные мостки выпускаются с грузоподъемностью стеллажей до 100 тонн. Механизированный приемный мост (МПМ), изображенный на рисунке 3.3, буровых установок с горизонтальным расположением труб имеет два стеллажа, справа и слева, на одном хранятся буровые трубы, на другом – обсадные. Индивидуальные трубы со стеллажей автоматически захватываются мостком и забрасываются в центральный желоб, в конце которого расположен центральный толкатель. После попадания в желоб, труба надежно защищена от падения или скатывания [5].

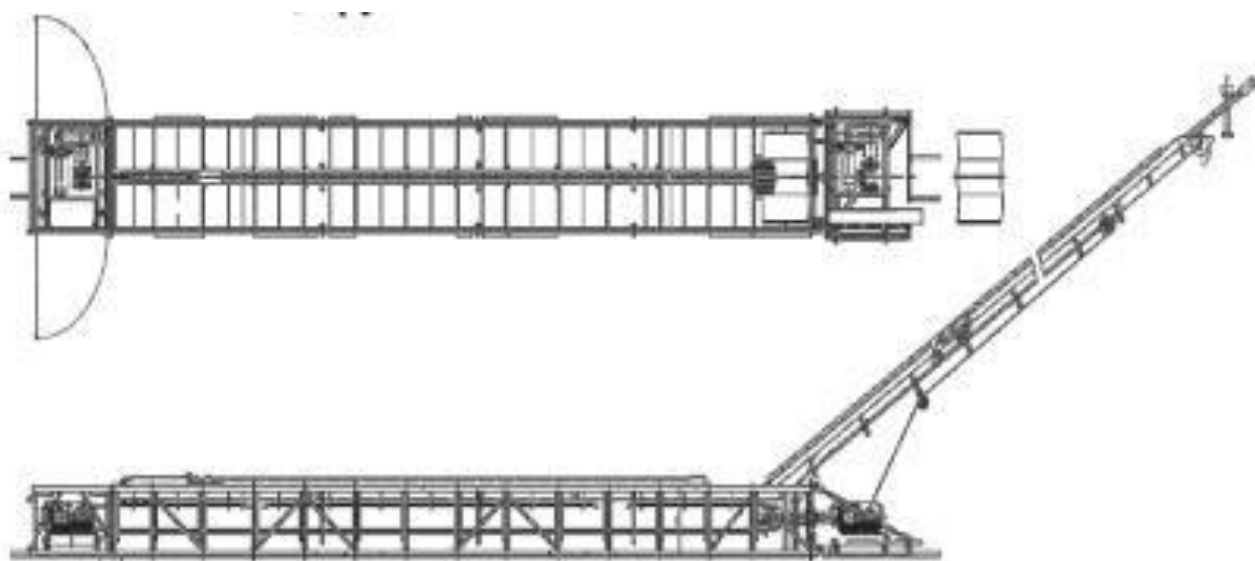


Рисунок 3.3 – Механизированный приемный мост

МППМ осуществляет подъем трубы с ее последующим надвигом на буровую площадку за счет центрального толкателя, который толкает трубу по желобу до тех пор, пока конец трубы «не высунется» из желоба на нужную дистанцию, для ее захвата элеватором.

Захват трубы элеватором происходит или с помощью помощника бурильщика, или автоматически.

Нарращивание трубы на колонну осуществляется буровым ключом, или автоматически, при использовании верхнего привода. Автоматизированные приемные мосты значительно повышают безопасность персонала и снижают объем ручных работ как при подъеме труб, так и при их укладке после окончания бурения. Кроме того, такие мосты не нуждаются ни в каких модификациях при подаче буровых труб, обсадных труб, дополнительного бурового оборудования или геофизического инструмента.

Максимальный диаметр подаваемой трубы может достигать 51 см. МППМ имеют различные технические характеристики, от сравнительно небольших, способных подавать трубы длиной до 10 метров и весом до 400 кг, до морских, имеющих грузоподъемность 4500 кг, и способных подавать трубы длиной до 14 метров.

Таким образом, механизация укладки и доставки труб на ось скважины позволяет повысить эффективность спускоподъемных операций при бурении и при ремонте нефтяных скважин [5].

3.2.2 Система спуска обсадных колонн

Для успешного спуска эксплуатационных обсадных колонн, а также для качественного цементирования скважин требуется привлечение самых современных разработок в этой области.

Система CDS™ позволяет расширить возможности верхнего привода буровой установки и использовать его для свинчивания резьбовых соединений обсадной колонны. Система CDS™ полностью заменяет стандартный набор оборудования для спуска обсадных колонн. Наличие гидравлического вертлюга у системы CDS™ позволяет вращать обсадную колонну при спуске, циркуляции и расхаживании (к примеру, при больших коэффициентах трения вращение позволяет их кратно снизить), а также дает возможность осуществлять циркуляцию и долив во время спуска обсадных колонн. Дополнительно благодаря системе CDS™ можно приступить к проработке ствола скважины в месте получения посадки. Наличие дополнительного независимого моментомера TesTork™ обеспечивает возможность регистрировать и контролировать в режиме реального времени и с записью в память на электронный носитель показатели момента свинчивания через адаптированную компьютерную систему. Система оснащена регулируемыми по длине штропами, позволяющими на большинстве буровых установок брать трубу сразу с мостков. Грузоподъемность гидравлического элеватора для одиночных труб составляет 5 тонн, что более чем достаточно для одной трубы. Грузоподъемность самой CDS™ составляет 350–750 тонн.

Также имеются новейшие компактные системы длиной всего 2 м. Поскольку CDS™ автоматизирована и управляется удаленно, при работе нет необходимости привлекать верховых рабочих. Соответственно, исключаются риски из-за работы с ключами, так как это не требуется при CDS™. Преимущества применения CDS™ очевидны. Система исключает использование громоздких спайдер-элеваторов, привлечение верхового рабочего, использование циркуляционного оборудования, использование силовых ключей.

Таким образом, использование CDS™ существенно сокращает количество оборудования и персонала, требуемого для спуска обсадной колонны, обеспечивает высокий уровень механизации работ и устраняет необходимость работы персонала в особо опасных условиях [5].

Система спуска обсадных колонн CDS™ представлена на рисунке 3.4.



Рисунок 3.4 – Система спуска обсадных колонн (ССОК) Casing Drive System™ (CDS™)

3.2.3 Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ-8000

Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ-8000 «Тимеркул» предназначен для быстрого, безопасного, высокоточного свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб с наружными диаметрами от 73 мм до 219 мм, управляемый промышленным РС – контроллером с операционной системой реального времени.

Использование выдвижного манипулятора, управление при помощи программируемых логических контролеров и возможность использования выносного пульта позволяют добиться безопасной и эффективной работы, а также продления срока службы бурового инструмента [6].

Особенности и преимущества заключаются в следующем:

- Управление осуществляется с дистанционного пульта бурильщика;
- Высокоточная затяжка, которая значительно продлевает срок службы бурильного инструмента;
- Использование специальной программы для задания профилей труб, которая позволяет вносить значения моментов для последующего быстрого выбора одним нажатием кнопки на операторской панели;
- Управление в автоматическом режиме, так и в ручном, когда необходимо выполнять нестандартные операции; Возможность мгновенного отключения в случае аварийной ситуации;
- Дистанционный пульт обеспечивает управления и контроль ключа с различных точек буровой площадки, на расстоянии от потенциальных источников опасности;
- Универсальные челюсти позволяют работать с трубами различных диаметров без замены плашек;
- Уникальный выдвижной манипулятор позволяет регулировать положение ключа по длине и высоте;
- Занимает минимальное пространство на буровой площадке;
- Ключ монтируется на штатное место бурового ключа типа АКБ, без изменения конструкции буровой площадки, что позволяет исключить процедуру согласования по применению;
- Малое число запчастей и легкое обслуживание в ремонте;
- Не уступает, а в некоторых случаях и превосходит зарубежные аналоги.

Автоматизированный гидравлический буровой ключ ГШК-8000 представлен на рисунке 3.5.



Рисунок 3.5 – Автоматизированный гидравлический буровой ключ ГШК-8000

3.2.4 Механизм захвата бурильных свечей

Комплекс механизмов типа АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций (СПО).

Комплекс обеспечивает:

- Совмещение во времени подъема и спуска колонны бурильных труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонны бурильных труб;
- Механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

В таблице 3.1 приведен перечень работ, выполняемых механизмами АСП [6].

Таблица 3.1 – Перечень работ, выполняемых механизмами АСП

Механизм	Выполняемая работа
Специальная талевая система	Подъем и спуск колонны труб
Механизм подъема	Приподъем и опускание отдельной отвернутой свечи
Механизм захвата	Захват и удержание отвернутой свечи во время подъема, спуска и переноса ее от центра скважины на подсвечник и обратно
Механизм расстановки свечей	Перемещение свечи от центра скважины на подсвечник и обратно
Направляющие каната и центратора	Удержание верхней части свечи в центре вышки при свинчивании и развинчивании
Автоматический элеватор	Автоматический захват и освобождение колонны бурильных труб при спуске и подъеме
Магазин и подсвечник	Удержание в вертикальном положении свечей, отвинченных, установленных в определенном порядке

На рисунке 3.6 представлена схема расположения механизмов АСП-3 на буровой.

На кронблочной площадке установлены амортизатор 1 и верхний блок механизма подъема 2, канат подвески центратора 3, магазин 4, нижний блок механизма подъема 5, центратор 8, механизмы переноса свечей 9 и захвата свечей 10, канат механизма подъема 11.

Задний и боковой балконы 25 и 26 размещены внутри вышки на определенной высоте, обеспечивающей нормальную работу комплекса АСП-3. Внизу буровой расположены подсвечник 6, блок цилиндров механизма подъема

7, механизм смазки свечей 12, автоматический буровой ключ 13, вертлюг 14, ротор с пневмоклиньями 15, буровая лебедка 16.

К ногам буровой вышки 17 хомутами 18 крепится магазин 4, который дополнительно закреплен подкосами 27 и "страхуется" канатом 19.

Консольно-поворотный кран 20, пульта механизма расстановки свечей 21, механизма подъема свечей 22 и механизма смазки свечей 23 смонтированы на полу буровой. Бурильные свечи 24 устанавливаются на подсвечник 6.

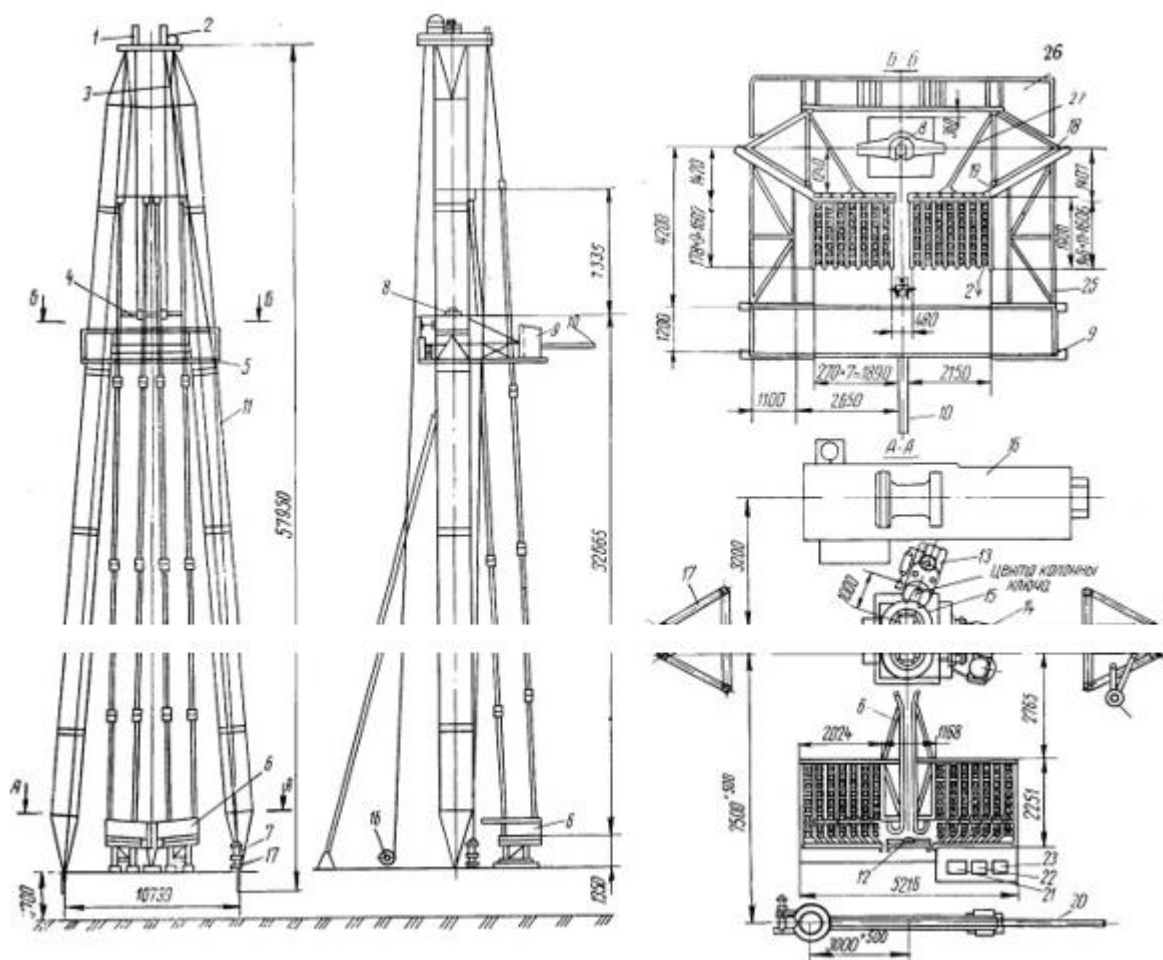


Рисунок 3.6 – Схема расположения механизмов АСП-3 на буровой:

- 1 – амортизатор; 2 – верхний блок механизма подъема; 3 – канат подвески центратора; 4 – магазин; 5 – нижний блок механизма подъема; 6 – подсвечник;
7 – блок цилиндров механизма подъема; 8 – центратора;
9 – механизмы переноса свечей; 10 – механизм захвата свечей; 11 – канат механизма подъема; 12 – механизм смазки свечей; 13 – автоматический

буровой ключ; 14 – вертлюг; 15 – ротор с пневмоклиньями; 16 – буровая лебедка; 17 – нога буровой вышки; 18 – хомут; 19 – канат; 20 – консольноповоротный кран; 21 – пульта механизма расстановки свечей; 22 – механизм подъема свечей; 23 – механизм смазки свечей; 24 – бурильные свечи; 25 – задний балкон; 26 – боковой балкон; 27 – подкосы.

3.2.5 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые установки

Многофункциональная наклонная буровая установка – новый тип буровой установки, способная бурить на глубине под углом от 8° до вертикали. Наклонная мачта МНБУ с зубчато-реечным механизмом передвижения силового вертлюга дает новые возможности при строительстве наклонно-горизонтальных скважин с большими отходами на экстремально малых глубинах.

Бурение под углом 45° в комбинации с изменяемым усилием на забой дает возможность устройства скважин повышенной протяженности. Это увеличивает производительность бурового процесса при бурении на угольный метан и труднодоступные углеводороды. Высокопроизводительная система гидравлического привода позволяет выставлять с высокой точностью все создаваемые усилия, моменты и скорости при помощи системы управления. Гусеничный привод установки придает ей свободное передвижение на стройплощадке, а также упрощает ее перевозку на трейлере на большие расстояния [7].

МНБУ применяется при строительстве:

- вертикальных скважин;
- горизонтальных скважин;
- наклонно-направленных скважин;
- наклонно-горизонтальных скважин;
- горизонтально-разветвленных скважин.

Установка МНБУ позволяет с высокими технико-экономическими и качественными показателями строить наклонно-направленные, горизонтальные и многозабойные скважины для освоения различных природных ресурсов в любых, даже максимально близких к поверхности пластах, в том числе для:

- извлечения (дегазации, добычи) метана из угольных пластов;
- добычи трудноизвлекаемых (тяжелых) нефтей и битумов;
- восстановления бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины;
- реконструкции эксплуатационных скважин путём забуривания бокового ствола с горизонтальным окончанием;
- капитального ремонта эксплуатационных нефтяных и газовых НГС;
- разведки и добычи углеводородного сырья в прибрежной зоне шельфа с берега;
- разведка углеводородного сырья: нефти (в т.ч. тяжелых нефтей и битумов), газа (в т.ч. сланцевого и угольного метана);
- ликвидации (глушении) открытых фонтанов;

Многофункциональная наклонная буровая установка представлена на рисунке 3.7.

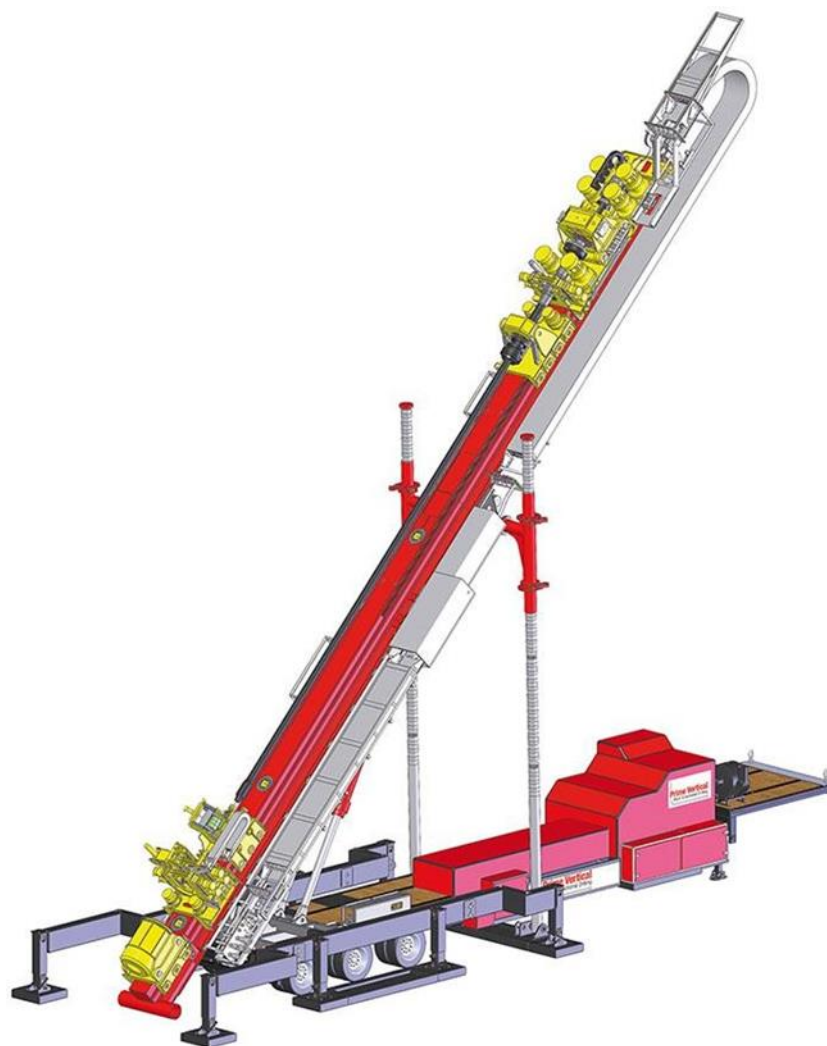


Рисунок 3.7 – Наклонная буровая установка

3.3 Автоматизированная буровая установка

Автоматизированная буровая установка гидравлического типа серии НН была разработана компанией Drillmes для обеспечения высоких стандартов безопасности ведения буровых работ, их высокой эффективности, снижения стоимости бурения и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Буровые установки представленного типа требуют в два раза меньшей территории для размещения оборудования, чем традиционные, обеспечивают самые быстрые монтаж-демонтаж и транспортировку на другую точку,

сокращают непроизводительные время и расходы, обладают высокими эксплуатационными характеристиками.

Буровые установки уникальной конструкции имеют форму, значительно отличающиеся от традиционных буровых установок [8].

Автоматизированная буровая установка гидравлического типа серии НН представлена на рисунке 3.8.



Рисунок 3.8 – Автоматизированная буровая установка гидравлического типа НН-300

Целью создания такой конструкции были увеличение уровня безопасности работы буровой бригады и улучшение технико-экономических показателей бурения. В конструкции буровой установки НН используется различное гидравлическое оборудование для максимальной автоматизации процесса бурения. Управление всеми функциями буровой установки производится из кабины бурильщика.

Буровые установки серии НН выпускаются с номинальной статической грузоподъемностью на крюке от 70 до 350 тонн, что дает возможность бурить скважины глубиной до 5000 м в зависимости от конструкции и профиля

скважины. Поэтому буровые установки данного типа потенциально могут быть широко востребованы, поскольку 90% бурящихся сегодня на суше в мире нефтяных, газовых и геотермальных скважин находятся в пределах технических возможностей этой серии.

Разработана и находится в производстве самая большая буровая установка серии НН, предназначенная для работы в условиях Саудовской Аравии, грузоподъемностью на крюке – 600 тонн. Буровые установки серии НН интегрированы с базой трейлера, на котором они и транспортируются как одно целое. Данные установки самоподъемные – с помощью гидравлических цилиндров они выдвигаются в рабочее положение на требуемую высоту.

Концепция максимальной автоматизации данных буровых установок позволяет осуществлять большинство рабочих операций процесса бурения, включая спускоподъемные операции (СПО) колонн бурильных и насосно-компрессорных труб (НКТ), с наилучшими эксплуатационными показателями, без участия персонала, за исключением бурильщика.

Полностью автоматизированный трубный манипулятор, управляемый из кабины бурильщика, позволяет совершать СПО без вмешательства оператора и не требует присутствия персонала на рабочем полу.

Функции рабочих на буровом полу ограничиваются лишь смазкой резьбовых соединений труб и сменой компоновок низа бурильных колонн (КНБК). Таким образом, для эксплуатации буровых установок серии НН требуется буровая бригада меньшей численности, чем для традиционных буровых установок. Это называется работа «без рук» – персонал не имеет непосредственного контакта с вращающимися трубами, трубными ключами и лебедками, никто не подвергается риску попасть под падающие предметы.

Буровые установки серии НН отличает от других самоподъемная гидравлическая телескопическая мачта, в которую интегрированы мощный гидроцилиндр и система верхнего гидропривода. Мачта буровой установки серии НН имеет иную конструкцию, чем мачта традиционной буровой

установки. На данной буровой установке нет буровой лебедки и талевой системы, нет балкона верхового рабочего и, соответственно, не требуется верховой рабочий. Все это заменено мощным гидроцилиндром, который является основным грузоподъемным элементом буровой установки. Самоустанавливающаяся мачта уменьшенной высоты.

После подъема базы буровой установки на требуемую высоту подроторного основания мачта поднимается в вертикальное положение двумя гидравлическими цилиндрами. Так же устанавливается в рабочее положение и верхний привод [8].

Верхний привод оборудован динамометрическим ключом; может двигаться горизонтально, что позволяет ему перемещать трубы из шурфа для «однотрубки» к центру скважины, и наоборот. Кроме того, буровая установка оборудована автоматическим трубным манипулятором, который поворачивается внутри уникальных вертикальных стеллажей-магазинов для бурильных труб, радиально расположенных вокруг буровой площадки. Эти вертикальные стеллажи состоят из определенного количества мобильных магазинов. Количество магазинов зависит от размера и типа буровой установки. Захваты трубного манипулятора установлены на вертикально-вращающейся башенной опоре и оснащены двумя зажимами каждый. Этими зажимами манипулятор захватывает бурильную трубу из любого магазина и перемещает ее в шурф для наращивания, или наоборот, в зависимости от предварительно заданной последовательности.

Система функционирует автоматически в последовательности, управляемой программируемым логическим контроллером (ПЛК), при этом у оператора-бурильщика сохранена возможность управления всеми системами буровой со своего пульта управления в кабине. В комплект поставки буровых установок серии НН входит также гидравлический силовой трубный ключ с автоматическими захватами.

Система вертикальных стеллажей-магазинов для труб устанавливается на полукруглой решетке вокруг буровой площадки, что позволяет быстро монтировать и демонтировать буровую установку. Кроме того, магазины для труб транспортируются и перегружаются, будучи полностью заполненными трубами (обычно по 16 труб на магазин), что значительно экономит время и снижает риски, связанные с погрузкой и разгрузкой труб.

Трубы можно легко заменять, поменяв магазины, уже заполненные другими трубами, не прерывая при этом процесса бурения. Буровые установки серии НН предназначены для работы с бурильными трубами стандартного типоразмера диапазона длины R III (~ 12,5 м), однако трубы длиной ~ 9,5 м также могут применяться без каких-либо изменений и регулировки оборудования [7].

Другим важным элементом, позволяющим эксплуатировать буровые установки серии НН в автоматическом режиме, является гидравлический силовой трубный ключ, который размещается позади закрепленной части основания мачты, регулируется по высоте, управляется с пульта бурильщика, вращается вперед и назад относительно центра скважины для свинчивания и развинчивания трубных соединений без применения ручного труда.

Только буровые установки серии НН обладают уникальной способностью создавать дополнительное вертикальное усилие на бурильный инструмент (долото), что является огромным преимуществом во многих критических ситуациях. Величина создаваемой нагрузки – от 20 до 40 тонн, в зависимости от типа буровой установки.

Как показывает мировая практика, буровые установки серии НН особенно применимы и экономически эффективны при бурении наклонно-направленных скважин с большими зенитными углами и горизонтальных скважин.

Габаритные размеры и весовые характеристики буровых установок серии НН значительно меньше эквивалентных по мощности и грузоподъемности традиционных буровых установок.

Все главные модули буровой установки НН значительно меньше по массе, чем аналогичные традиционные, и для быстрой транспортировки монтируются на полуприцепах.

Параметры бурения можно регулировать гидравлическим верхним приводом в процессе работы. Верхний привод обеспечивает автоматическое бурение с постоянной нагрузкой на долото или с постоянной скоростью вращения, выбранными оператором-бурильщиком со своего пульта управления. Также можно установить максимальное достигаемое значение нагрузки на крюке (на мачту) [8].

Эти конструктивные особенности буровых установок НН в сочетании с возможностью обратной проработки ствола скважины снизу-вверх во время подъема бурильного инструмента снижают риски прихватов бурильных труб.

На буровых установках серии НН, обслуживаемых меньшим числом рабочих, где большинство операций выполняются автоматически или с дистанционным управлением, возможность несчастных случаев значительно ниже. А вероятность быть травмированным падающими предметами практически исключена, так как здесь нет человеческого присутствия вверху, над буровым полом, а подъемные операции производятся посредством телескопического движения гидравлической мачты вместо буровой лебедки и талевых канатов, как на традиционных буровых установках. Минимальное число происшествий на действующих буровых установках НН свидетельствует о том, что они обеспечивают буровым бригадам самый высокий уровень безопасности. Автоматизация рабочих операций, централизованное управление и уменьшенная численность персонала буровой бригады обеспечивают простоту и наибольшую эффективность технического обслуживания и эксплуатации буровой установки – это залог большей производительности и меньшей стоимости работ [8].

На рисунке 3.9 представлена диаграмма сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и НН 200.



Рисунок 3.9 – Диаграмма сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и НН 200

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Основные направления деятельности предприятия АО «Сибирская Сервисная Компания» город Томск

Сибирская Сервисная Компания (ССК) – негосударственная независимая российская компания, предоставляющая широкий спектр услуг предприятиям нефтегазодобывающего комплекса. Основными видами деятельности ССК являются: поисково-разведочное и эксплуатационное бурение нефтяных и газовых скважин, наклонно-направленное бурение, зарезка боковых стволов, текущий и капитальный ремонт скважин, подбор рецептур, разработка и сопровождение буровых растворов, обеспечение систем очистки бурения, тампонажные работы.

Сочетание применения высокотехнологичного оборудования, новейших современных технологий и ведущего персонала дает возможность ССК обеспечивать выполнение работ для заказчика в кратчайшие сроки и с наибольшей эффективностью.

1 февраля 2000 года к производственной деятельности приступил Нефтеюганский филиал АО «ССК». В марте – начал работу Стрежевской филиал, в мае – Отрадненский. На сегодняшний день в компании семь подразделений в регионах Российской Федерации, порядка 5 тысяч сотрудников, годовой объем поисково-разведочного и эксплуатационного бурения достигает полутора миллионов метров, 3100 выполняемых текущих и капитальных ремонтов скважин в год (стабильный ежегодный прирост данных показателей составляет 5-7%). Сформированная четырнадцать лет назад, Сибирская Сервисная Компания стала преемницей многолетнего опыта и традиций предыдущих поколений буровиков, работавших в Поволжье и Западной Сибири. Бригады и специалисты ССК – многократные призеры конкурсов

профессионального мастерства различного уровня, обладатели отраслевых и государственных наград.

Ключевыми партнерами ССК являются: ОАО «Роснефть», ОАО «Газпром», ОАО «Газпромнефть», ОАО «Лукойл», ОАО «Новатэк», МГК «Итера», ОАО Нефтегазовая компания «Руснефть», ОАО АНК «Башнефть».

Создание филиала в г. Томск на базе мощностей по ремонту скважин началось в 2000 году. В начале 2000-х годов в Томске создано дочернее предприятие «Томскнефти» – ЗАО «Нефтепромбурсервис», которое в 2003 году стало управляемым обществом ССК.

В конце 2011 года ЗАО «Нефтепромбурсервис» реорганизован в Томский филиал Сибирской Сервисной Компании. Основной базой для формирования этого коллектива стали опытные профессионалы из геологоразведочных экспедиций ОАО «Томскнефтегазгелогия», а также опытные специалисты из профильных служб «Томскнефть» ВНК. Был создан устойчивый фундамент, который позволил предприятию уверенно идти вперед даже в кризисные времена.

В 2019 году, за счет развития материально-технической базы и внедрения новых технологий построены сотни скважин, открыты новые крупные залежи нефти в Томской, Тюменской областях, в Красноярском крае, в ХМАО, ЯНАО, республике Коми, в Поволжье. Уникальные проекты Томского филиала: две сверхглубокие (свыше 5000 метров) параметрические скважины «Восток-1» и «Восток-3» в правобережном районе Оби, три скважины в самых северных районах Восточной Сибири для проекта ЗАО «Ванкорнефть».

4.2 Организационная структура управления предприятием

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора.

1. Подразделение первого заместителя генерального директора по производству – главного инженера;
2. Подразделение первого заместителя генерального директора по экономике;
3. Подразделение главного геолога;
4. Подразделение заместителя генерального директора по капитальному строительству;
5. Подразделение заместителя генерального директора по общим вопросам;
6. Подразделение заместителя генерального директора по транспорту;
7. Подразделение главного бухгалтера.

Организационная структура АО «Сибирская сервисная компания» представлена на рисунке 4.1.

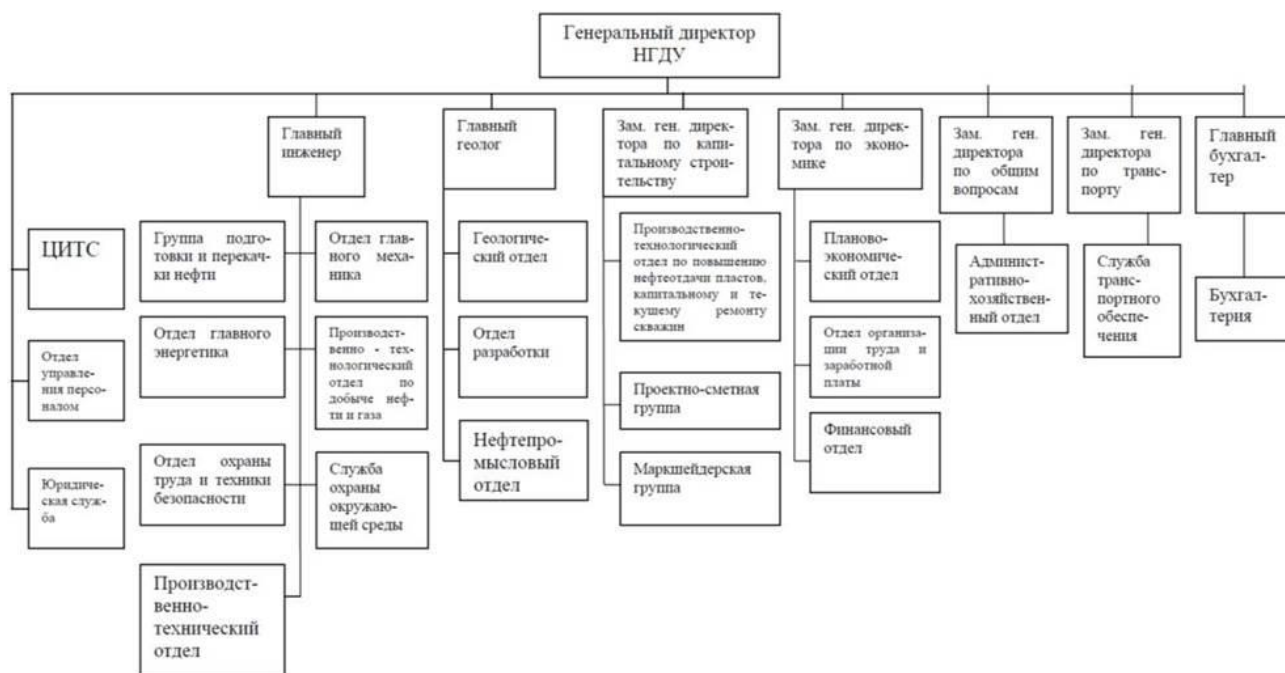


Рисунок 4.1 – Организационная структура АО «Сибирская сервисная компания»

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

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

Бурильщик (5 или 6 разряд) несет персональную ответственность за все, что происходит на буровой площадке. В его вахту во время бурения и спуска-подъемных операций находится за пультом бурильщика. Ведет записи о проделанной работе в журнале бурового мастера после каждой вахты.

Первый помощник бурильщика (4 разряд) следит за состоянием и исправностью бурового оборудования, осуществляет контроль параметры бурового раствора и принимает участие в его обработке. При проведении спускоподъемных операций работает в паре с третьим помощником буровика и осуществляет работы по свинчиванию и развинчиванию бурильных труб в случае необходимости может заменить бурильщика.

Второй помощник бурильщика (3-4 разряд). Он включает и выключает буровые насосы, участвует в работе по приготовлению, обработки, очистки бурового раствора при спускоподъемных операциях работает на верху - отцепляет и зацепляет трубы элеватора(свечи)

Третий помощник бурильщика (3 разряд) работает под руководством первого помощника бурильщика. Он следит за чистотой на буровой площадке и в домике отдыха.

Кроме буровых вахт в состав буровой бригады так же входят слесари по ремонту и обслуживанию оборудование, дизелисты или электромонтёры (в зависимости от привода буровых установок), инженер по буровым растворам или лаборант - коллектор, повара, кочегары.

Буровая вахта длится от 8 до 12 часов. Процесс бурения ведется не прерывно, круглосуточно.

4.3 Расчёт сметной стоимости потребного количества реагентов бурового раствора

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

На основе этого в главе 2.3.8. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (4.1)$$

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

M_p – масса реагента, кг .

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

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (4.2)$$

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

Результаты расчета потребного количества реагентов и их сметная стоимость представлены в таблице Г.1 приложения Г.

Вывод: таким образом, общая стоимость потребного количества реагентов составила: 3.838.105 рублей.

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 5.1.

Таблица 5.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

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
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 5.2 [18].

Таблица 5.2 – 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
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 5.2 (поправка для тонального и импульсного шума при этом не учитывается), в противном случае – на 5 дБА меньше значений, указанных в таблице 5.2;
- 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 месте представлены в таблице Д.1 приложения Д.

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 Д.2 приложения Д, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

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 5.3.

Таблица 5.3 – 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 блокпускковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к неизолированным 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 строительномонтажных 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.

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, выждать 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:

- по происхождению (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 буровых 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 Гореловскую свиту нефтяного месторождения.

Все расчеты были произведены согласно типовым расчетным схемам и правилам.

В процессе проектирования был построен J-образный профиль скважины, для успешной его проводки было решено применять роторное бурение под направление и совмещенное бурение (СВП + 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.

Для бурения интервала под 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.

Для бурения интервала под кондуктор применяем полимер-глинистый раствор. Выбор данного типа раствора обусловлен тем, что интервал сложен преимущественно глинами, алевролитами и слабосцементированными песчаными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну и хвостовик выбираем полимерный (биополимерный) буровой раствор. Особенностью данного раствора является высокая вязкость при низкой скорости сдвига, что позволяет обеспечивать эффективную очистку скважины в застойных зонах наклонных и горизонтальных участков ствола.

В специальной части был произведен обзор современных направлений модернизации буровых установок.

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

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

Список 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. Эпштейн В.Е., Спектор С.Я., Порожский К.П. Новые технологии и основные пути совершенствования действующих буровых установок. – УГГУ 2011. – 30 с.
4. Сотникова Е.А., Иванова О.А., Родькина А.В. Перспективные буровые установки для освоения шельфа морей России. – СГУ 2020. 2017 – 137 с.
5. Мищенко В., Добик А. Мобильные циркуляционные системы для капитального ремонта скважин / Бурение и нефть. – 2005. – №5. – с. 26- 27.
6. Гринев В.Ф., Липатов С.В. Преимущества и недостатки отечественной и зарубежной буровой техники / Бурение и нефть. – 2008. – №6. – с. 45-46.
7. Игаев А.А. Автоматизация спускоподъемных операций в бурении скважин на нефть и газ. / Статья в сборнике трудов конференции. 2017. – 78 с.
8. Михеев Н. Технология очистки буровых растворов с использованием центробежного полнопоточного фильтра / Бурение и нефть. – 2005. - №3. – с.34.
9. СНиП IV-5-82 «Скважины на нефть и газ. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин». – Введ. 01.01.1985 – Постановлением Государственного комитета СССР по делам строительства.

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

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

12. 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.

13. 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).

14. 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.

15. 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.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

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

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

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

Приложение А

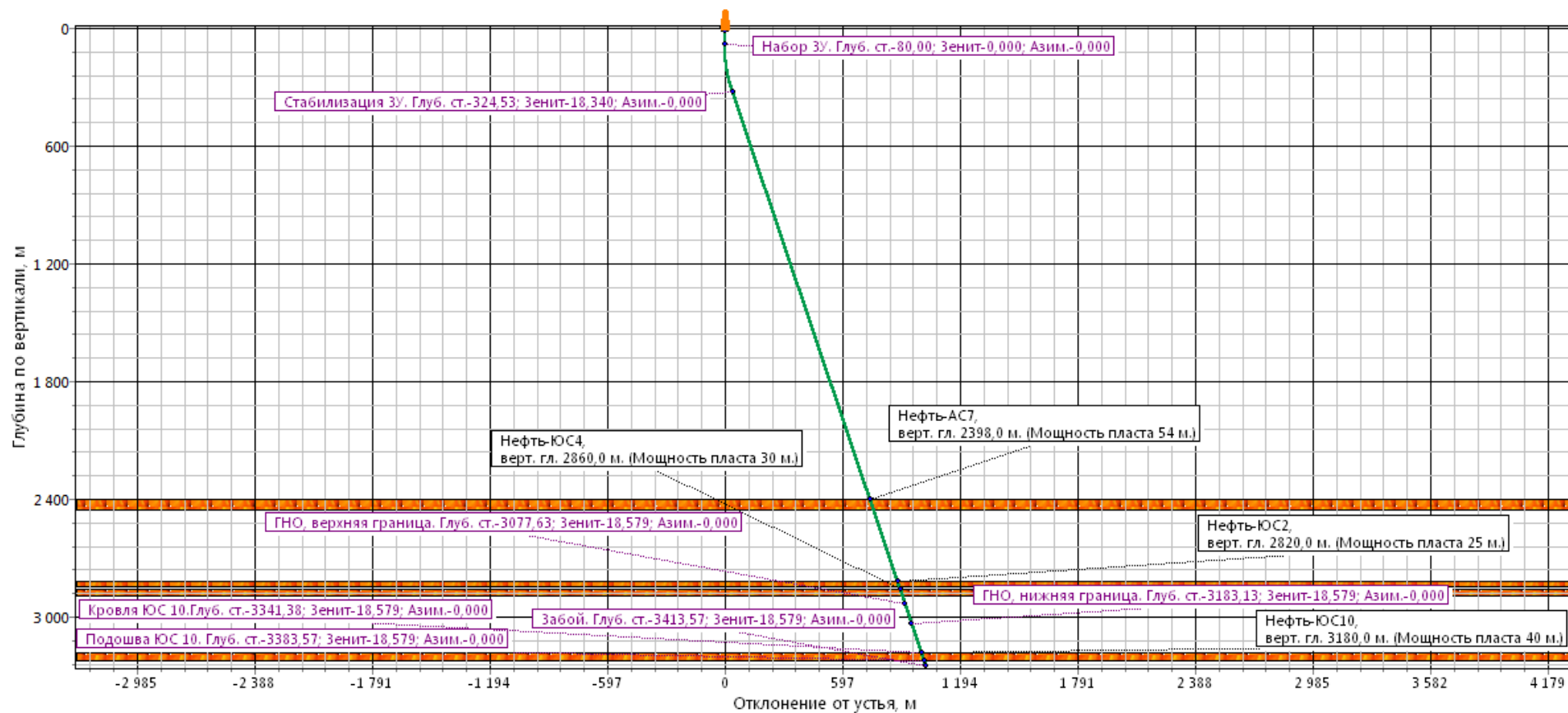


Рисунок А.1 – Проектный профиль скважины

Таблица А.1 – Профиль ствола 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)	3	4	5	6	7	8	9	10
0	80	80	0	0	0	0	0	80	80
80	324	244	0,75	0	18,579	39,81	39,81	248	328
324	3180	2856	0	18,579	18,579	960,19	1000	3014	3342
3180	3220	40	0	18,579	18,579	14	1014	42	3384
3220	3249	29	0	18,579	18,579	9	1023	30	3414

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м Технологи- ческая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст.	на выносл.	на растяж.	на статич. прочн.
Направление													
0-60 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,5	–	0,150	0,150	–	–	–
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	0,39	–	0,148	0,298	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	36	0,2140	7,704	8,002	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	23,11	0,0319	0,738	8,740	2,48	>10	>10
Кондуктор													
60-968 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,5	–	0,088	0,088	–	–	–
	Калибратор	292,0	94,0	–	–	–	0,51	–	0,103	0,191	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	9,75	–	2,362	2,553	–	–	–
	УБТ	203,2	71,4	–	–	–	9,45	0,2203	2,082	4,635	–	–	–
	ЗТС	194,0	140,0	–	–	–	3,6	–	0,500	5,135	–	–	–
	УБТ	203,2	71,4	–	–	–	9,45	0,2203	2,082	7,217	–	–	–

Продолжение таблицы Б.1

Интервал, м Технологи- ческая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст	на выносл.	на растяж	на статич. прочн.
60-968 Бурение КНБК №2	УБТ	203,0	100,0	—	—	—	12	0,1925	2,310	9,527	—	—	—
	Яс гидрав.	203,0	69,9	—	—	—	6,8	—	1,325	10,85	—	—	—
	УБТ	203,0	100,0	—	—	—	12	0,1925	2,310	13,16	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	903,95	0,0319	28,87	42,03	—	—	—
Эксплуатационная колонна													
968-2916 Бурение КНБК №3	Долото	220,7	—	—	—	—	0,38	—	0,046	0,046	—	—	—
	Калибратор	215,9	78,0	—	—	—	0,47	—	0,070	0,116	—	—	—
	Двигатель	178,0	—	—	—	—	9	—	1,170	1,286	—	—	—
	УБТ	177,8	71,4	—	—	—	9,5	0,1614	1,533	2,819	—	—	—
	ЗТС	172,0	120,0	—	—	—	15,5	—	1,500	4,319	—	—	—
	УБТ	177,8	71,4	—	—	—	9,5	0,1614	1,533	5,852	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	18	0,1560	2,808	8,660	—	—	—
	Яс гидрав.	172,0	76,0	—	—	—	2,14	—	0,314	8,974	—	—	—
	УБТ	178,0	80,0	—	—	—	12	0,1560	1,872	10,85	—	—	—
	БТ	127,0	108,6	9,2	л	ЗП-162-92	2840	0,0319	90,69	101,54	—	—	—

Продолжение таблицы Б.1

Интервал, м Технологи- ческая операция	Тип секции	Наруж. диам., мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки мм	Группа прочн.	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП		
								1 м трубы	секции	нараст	на выносл.	на растяж	на статич. прочн.
Хвостовик													
2916-3414 Бурение КНБК №4	Долото	155,6	—	—	—	—	0,25	—	0,017	0,017	—	—	—
	Калибратор	152,4	40,0	—	—	—	0,25	—	0,014	0,031	—	—	—
	Двигатель	127,0	—	—	—	—	6,5	—	0,484	0,515	—	—	—
	УБТ	120,7	50,8	—	—	—	18,3	0,0730	1,336	1,851	—	—	—
	ЗТС	120,0	60,0	—	—	—	15	—	0,600	2,451	—	—	—
	УБТ	120,7	50,8	—	—	—	18,3	0,0730	1,336	3,787	—	—	—
	УБТ	121,0	57,1	—	—	—	36	0,0780	2,808	6,595	—	—	—
	Яс гидрав.	120,0	56,0	—	—	—	5,5	—	0,320	6,915	—	—	—
	УБТ	121,0	57,1	—	—	—	24	0,0780	1,872	8,787	—	—	—
	БТ	88,9	70,1	9,4	л	ЗП-127-65	3290	0,0217	71,49	80,28	—	—	—

Таблица Б.2 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	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 (0–60 м)							
1	III 393,7 МС-ЦГВУ (135)	0,5	393,7	–	3-177	Ниппель	0,15
2	Переводник П-177/152	0,53	225	89	3-177	Муфта	0,1
					3-152	Ниппель	
3	1-КА 393,7 СТ	0,39	393,7	80	3-152	Муфта	0,148
					3-177	Муфта	
4	Переводник П-171/177	0,523	220	101	3-177	Ниппель	0,099
					3-171	Муфта	
5	УБТС1-203	36	203	80	3-171	Ниппель	7,704
					3-171	Муфта	
6	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-171	Ниппель	0,0674
					3-152	Муфта	
7	Обратный клапан КОБ-203РС	0,927	203	52	3-152	Ниппель	0,148
					3-152	Муфта	
8	Переводник П-133/152	0,529	197	69	3-152	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
9	ПК-127х9,2 Л	24	127	108,6	3-133	Ниппель	0,767
					3-133	Муфта	
10	Переводник П-121/133	0,484	155	80	3-133	Ниппель	0,0426
					3-121	Муфта	
11	Переводник П-102/121	0,496	146	78	3-121	Ниппель	0,0306
					3-102	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
12	КШПЗ-102-62Р1	0,52	133	62	3-102	Ниппель	0,036
					3-102	Муфта	
13	Переводник П-121/102	0,496	146	70	3-102	Ниппель	0,0295
					3-121	Муфта	
14	Переводник П-171/121	0,529	203	80	3-121	Ниппель	0,0494
					3-171	Муфта	
15	ВБТ-152К	16,46	196,8	80	3-171	Ниппель	2,326
					3-171	Муфта	
Бурение под кондуктор (60 – 930 м)							
1	БИТ 295,3 В 616 УМ.38	0,5	295,3	–	3-152	Ниппель	0,088
2	Переводник П-152/147	0,517	197	101	3-152	Муфта	0,067
					3-147	Ниппель	
3	1-КА 292,0 СТ	0,505	292	94	3-147	Муфта	0,103
					3-152	Муфта	
4	Переводник П-152/152	0,517	197	89	3-152	Ниппель	0,0735
					3-152	Муфта	
5	ДРУ-240РС	9,75	240	–	3-152	Ниппель	2,362
					3-147	Муфта	
6	Переводник П-152/147	0,517	197	101	3-147	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,46	203	50	3-152	Ниппель	0,107
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
8	Переводник П-171/152	0,517	203	89	3-152	Ниппель	0,0743
					3-171	Муфта	
9	Обратный клапан КОБ-240РС	0,927	220	55	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
10	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	0,0628
					3-147	Муфта	
11	УБТН 203,2 НС 56-80	9,45	203,2	71,4	3-147	Ниппель	2,083
					3-147	Муфта	
12	Переводник П-147/147	0,517	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
13	Телесистема АТ-3М-195	3,6	194	140	3-147	Ниппель	1,85
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/147	0,517	178	101	3-147	Ниппель	0,051
					3-147	Муфта	
15	УБТН 203,2 НС 56-80	9,45	203,2	71,4	3-147	Ниппель	2,083
					3-147	Муфта	
16	Переводник П-171/147	0,536	203	101	3-147	Ниппель	0,061
					3-171	Муфта	
17	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
18	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-171	Ниппель	0,0674
					3-152	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
19	Ясс 4ЯГ-203	6,8	203	69,9	3-152	Ниппель	1,325
					3-152	Муфта	
20	Переводник П-171/152	0,517	203	89	3-152	Ниппель	0,0743
					3-171	Муфта	
21	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
22	Переводник П-152/171	0,517	203	122	3-171	Ниппель	0,0674
					3-152	Муфта	
23	Переводник П-133/152	0,529	197	69	3-152	Ниппель	0,063
					3-133	Муфта	
24	ПК-127х9,2 Л	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	28,746
					3-133	Муфта	
Бурение под эксплуатационную колонну (930 – 2777 м)							
1	БИТ 220,7 ВТ 613	0,383	220,7	–	3-117	Ниппель	0,0455
2	Переводник П-117/133	0,502	155	78	3-117	Муфта	0,041
					3-133	Ниппель	
3	У4-КП 215,9 СТ	0,47	215,9	78	3-133	Муфта	0,07
					3-133	Ниппель	
4	Переводник М-117/133	0,385	155	78	3-133	Муфта	0,032
					3-117	Муфта	
5	ДР-178.4.55 IDT	9	178	–	3-117	Ниппель	1,17
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
6	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0457
					3-133	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,72	176	66	3-133	Ниппель	0,103
					3-133	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-172РС	0,894	176	55	3-133	Ниппель	0,11
					3-133	Муфта	
9	Переводник П-133/133	0,5	155	95	3-133	Ниппель	0,03502
					3-133	Муфта	
10	УБТН 177,8 NC 50-70	9,5	177,8	71,4	3-133	Ниппель	1,5333
					3-133	Муфта	
11	Переводник П-147/133	0,524	155	95	3-133	Ниппель	0,0452
					3-147	Муфта	
12	Телесистема АБТС-ЭМ-172	15,5	172	120	3-147	Ниппель	1,5
					3-147	Муфта	
13	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0457
					3-133	Муфта	
14	УБТН 177,8 NC 50-70	9,5	177,8	71,4	3-133	Ниппель	1,5333
					3-133	Муфта	
15	Переводник П-147/133	0,524	155	95	3-133	Ниппель	0,0452
					3-147	Муфта	
16	УБТ-178	18	178	80	3-147	Ниппель	2,808
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
17	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0457
					3-133	Муфта	
18	Ясс ЯГБ-172	2,142	172	76	3-133	Ниппель	0,314
					3-133	Муфта	
19	Переводник П-147/133	0,524	155	95	3-133	Ниппель	0,0452
					3-147	Муфта	
20	УБТ-178	12	178	80	3-147	Ниппель	1,872
					3-147	Муфта	
21	Переводник П-133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,0457
					3-133	Муфта	
22	ПК-127х9,2 Л	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	90,837
					3-133	Муфта	
Бурение под хвостовик (2777 – 3249 м)							
1	БИТ 155,6 В 813 УМ	0,25	155,6	–	3-88	Ниппель	0,017
2	Переводник М 88/102	0,325	120	58	3-88	Муфта	0,017
					3-102	Муфта	
3	У-КП 152,4 СТ	0,25	152,4	40	3-102	Ниппель	0,014
					3-88	Муфта	
4	Переводник П-88/88	0,395	113	38	3-88	Ниппель	0,0207
					3-88	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
5	ДРУ4-127РС	6,5	127	–	3-88	Ниппель	0,484
					3-102	Муфта	
6	Переводник П-102/102	0,43	120	56	3-102	Ниппель	0,021
					3-102	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-127РС	0,477	127	28	3-102	Ниппель	0,030
					3-102	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ 127РС	0,65	127	22	3-102	Ниппель	0,049
					3-102	Муфта	
9	Переводник П-94/102	0,43	120	62	3-102	Ниппель	0,0212
					3-94	Муфта	
10	УБТН 120,7 НС 35-47	18,3	120,7	50,8	3-94	Ниппель	1,3359
					3-94	Муфта	
11	Переводник П-102/94	0,43	120	62	3-94	Ниппель	0,0209
					3-102	Муфта	
12	Телесистема АБТС-ЭМ-120	15	120	60	3-102	Ниппель	0,6
					3-102	Муфта	
13	Переводник П-94/102	0,43	120	62	3-102	Ниппель	0,0212
					3-94	Муфта	
14	УБТН 120,7 НС 35-47	18,3	120,7	50,8	3-94	Ниппель	1,3359
					3-94	Муфта	
15	УБТ-121	36	121	57,1	3-94	Ниппель	2,808
					3-94	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
16	Переводник П-86/94	0,395	113	38	3-94	Ниппель	0,0207
					3-86	Муфта	
17	Ясс 2ЯГ-120/5	5,5	120	56	3-86	Ниппель	0,12
					3-86	Муфта	
18	Переводник П 102/86	0,42	120	38	3-86	Ниппель	0,0213
					3-102	Муфта	
19	Переводник П-94/102	0,43	120	62	3-102	Ниппель	0,0212
					3-94	Муфта	
20	УБТ-121	24	121	57,1	3-94	Ниппель	1,872
					3-94	Муфта	
21	Переводник П-121/94	0,49	146	62	3-94	Ниппель	0,031
					3-121	Муфта	
22	ПН-89х9 Л	До устья	88,9	70,1	3-121	Ниппель	71,448
					3-121	Муфта	

Таблица Б.3 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	60	ПК-127х9,2 Л	127	Л	9,2	3-133	24	0,767	9,246	16,94	17,81
бурение	0	968	ПК-127х9,2 Л	127	Л	9,2	3-133	900	28,746	44,311	3,53	3,72
бурение	0	2916	ПК-127х9,2 Л	127	Л	9,2	3-133	2844	90,84	102,32	1,53	1,61
бурение	0	3414	ПН-89х9 Л	89	Л	9,4	3-86	3288	71,45	99,00	1,15	1,19

Таблица Б.4 – Характеристики обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	968	47,2	45689,6	45689,6	0-968
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	11,5	450	47,1	21195	126739,8	2916-2466
2	ОТТМ	Д	10,4	2466	42,8	105544,8		2466-0
Хвостовик								
1	ОТТМ	Д	10,7	577	30,6	17656,2	17656,2	2837-3414

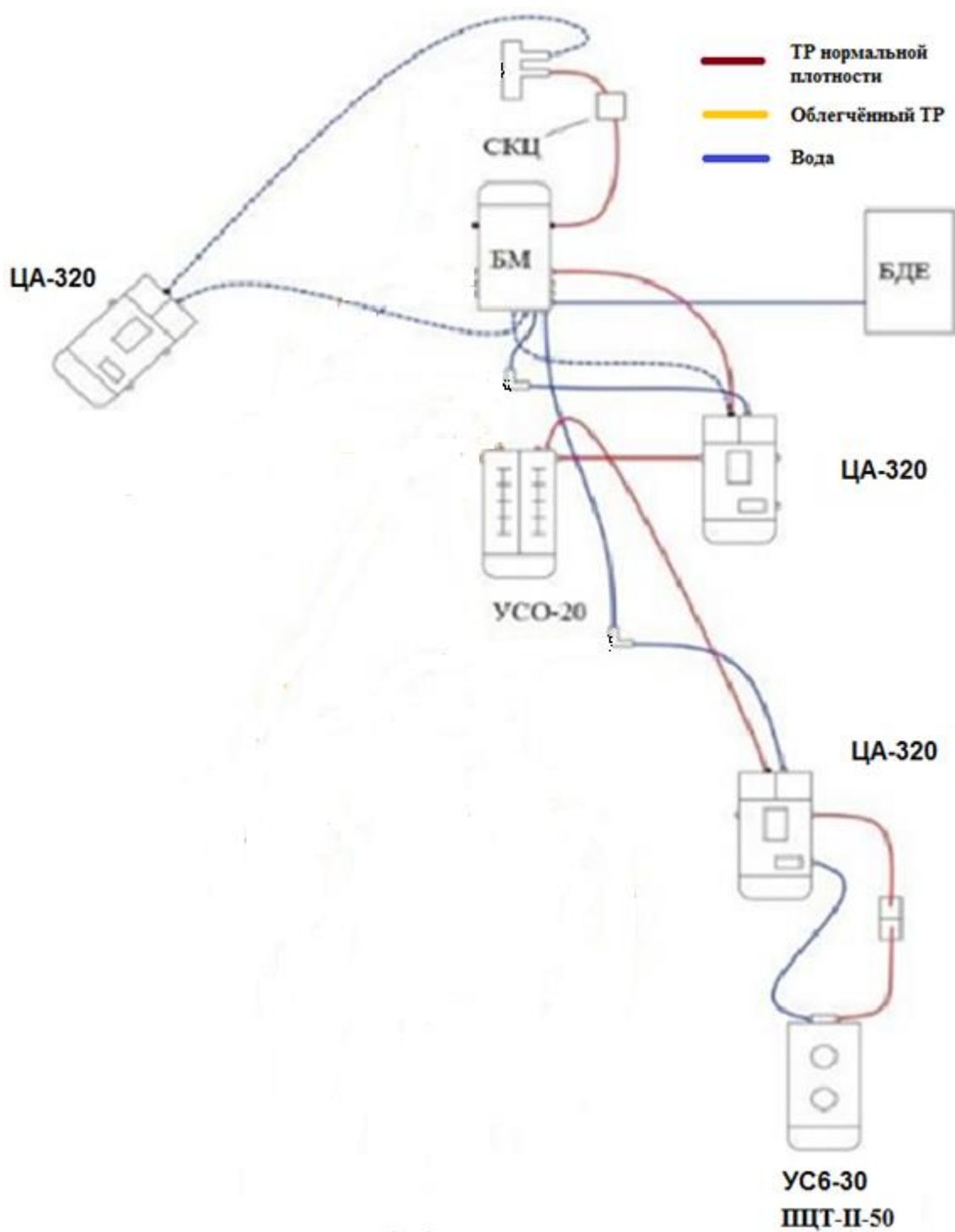


Рисунок Б.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для направления

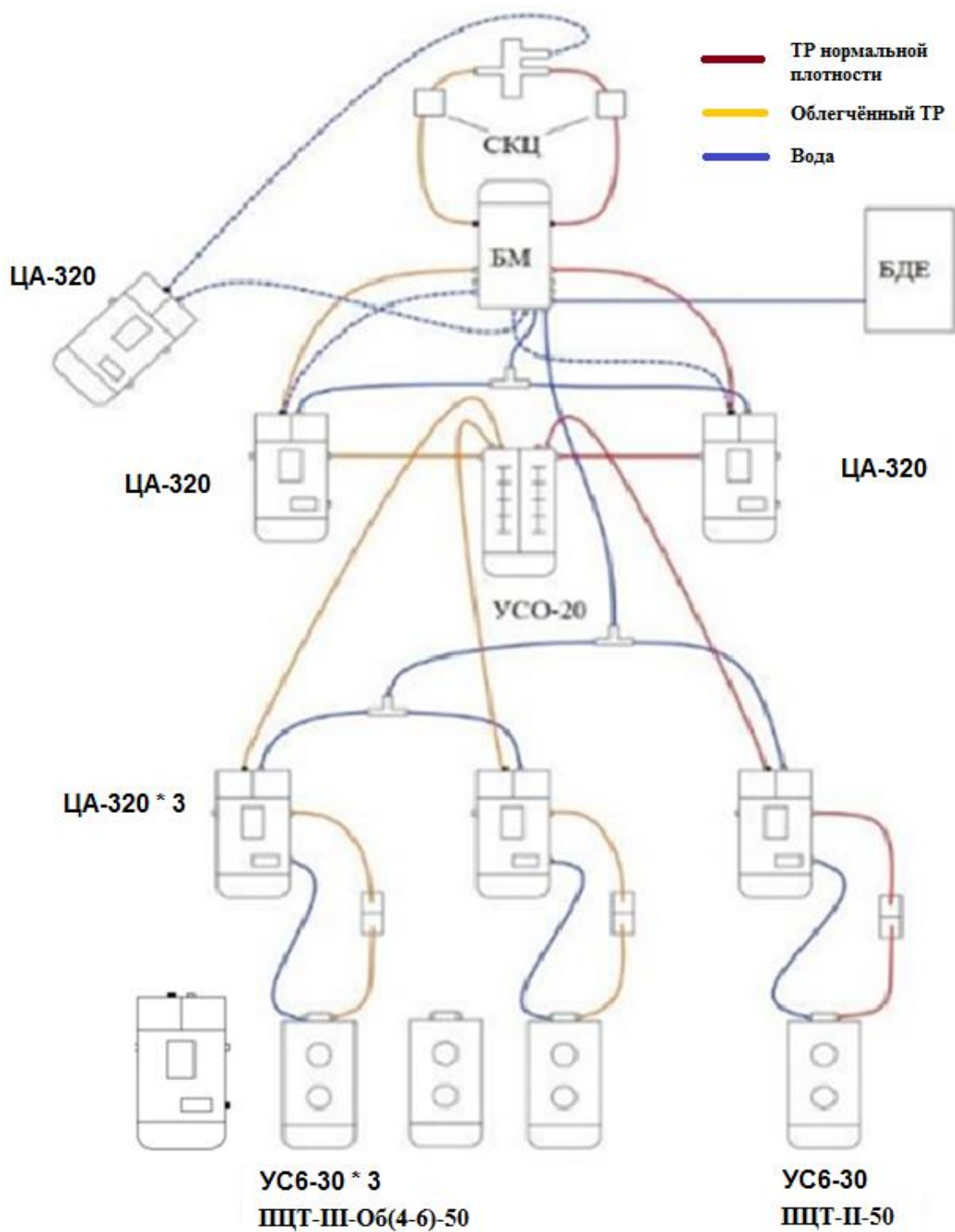


Рисунок Б.2 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора

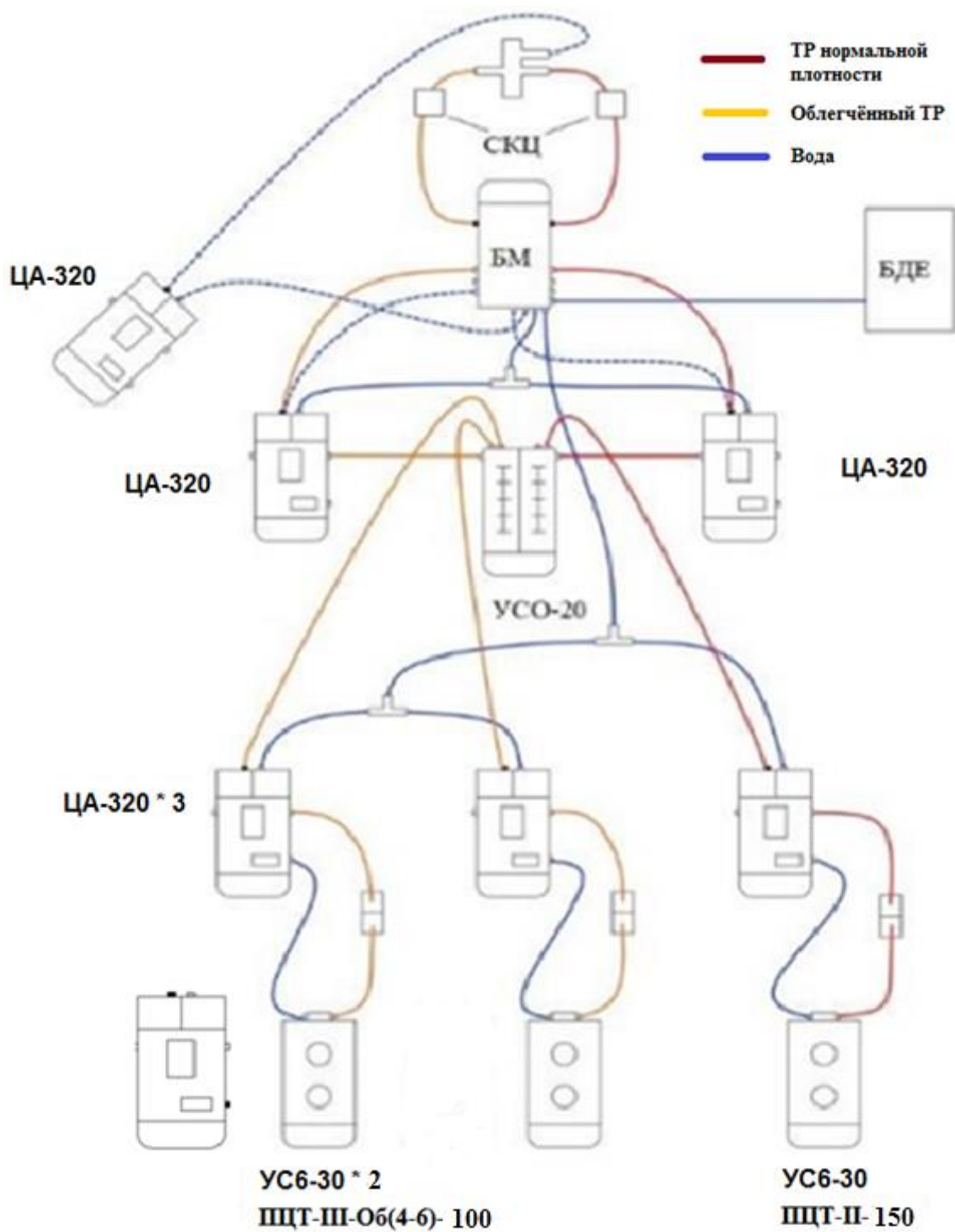


Рисунок Б.3 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для эксплуатационной колонны

Таблица Б.5 – 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 («Уралнефтемаш»)	3420	3420	1	1
	ЦПЦ-127/156 («НефтьКам»)	2837	2847	2	41
		2847	2862	1	
		2862	2988	13	
		2988	3004	1	
		3004	3035	4	
		3035	3341	11	
		3341	3384	5	
		3384	3415	2	
		3415	3420	2	
	ЦТ-127/156 («НефтьКам»)	2952	2998	3	9
		2994	3045	3	
		3331	3394	3	
	ПХН1. 127/178	2837	2837	1	1
Эксплуатационная колонна, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	2916	2916	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	2906	2906	1	1
	ЦПЦ-178/221 («НефтьКам»)	0	80	2	110
		80	918	28	
		918	1018	10	
		1018	2516	50	
		2516	2573	6	
		2573	2911	12	
		2911	2916	2	
	ЦТ-178/221 («НефтьКам»)	2506	2563	3	3
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2906	2906	1	1
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2896	2896	1	1

Продолжение таблицы Б.5

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		
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	968	968	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	958	958	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	10	2	41
		10	30	1	
		30	90	6	
		90	963	30	
		963	968	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	958	958	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	5
		20	55	1	
		55	60	2	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

Приложение В

Таблица В.1 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-60	60-930	930-2777	2777-3249
Исходные данные				
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1556
K	0,65	0,6	0,6	0,45
K_k	1,3	1,2	1,1	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,14	0,14	0,13
V_m , м/ч	33	35	28	25
$d_{бт}$, м	0,1397	0,127	0,127	0,0889
$d_{нмах}$, м	0,0159	0,009	0,0095	0,007
n	3	9	8	5
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,2	1,16	1,113	1,351
$\rho_{п}$, г/см ³	2,05	2,1	2,25	2,35
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	79	41	23	9
Q_2 , л/с	63	39	20	8
Q_3 , л/с	53	28	26	13
Q_4 , л/с	28	48	45	21
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	28-79	28-48	20-45	8-21
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
$Q_{проект}$, л/с	70	48	40	16

Таблица В.2 – Результаты расчета системы бурового раствора направления и кондуктора

Направление Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, $м^3$
от	до					
0	60	60	393,7	–	1,283	9,371
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$						0,114
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$						5,501
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$						0,24
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$						54,371
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$						60,227
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$						60,227
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$						21,749
Кондуктор Интервал бурения, м		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{скв}$ в конце интервала, $м^3$
от	до					
60	968	908	295,3	306,9	1,194	78,69
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{фил}$						1,511
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{пот}$						45,419
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{СПО}$						3,752
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{бр} - V_{восп}$						162,38
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{бр}$						213,06
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{перев}$						21,749
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{потр}$						214,32
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{перев}$						–

Таблица В.3 – Результаты расчета системы бурового раствора эксплуатационной колонны и хвостовика

Экспл. колонна		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м^3
Интервал бурения, м						
от	до					
968	2916	1948	220,7	228,7	1,1	124,26
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						3,242
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						69,77
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						9,968
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						253,53
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						336,5
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						—
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						372,79
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						152,12
Хвостовик		Длина интервала, м	Диаметр долота под интервал, мм	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм	k каверн	Объем скважины $V_{\text{скв}}$ в конце интервала, м^3
Интервал бурения, м						
от	до					
2916	3414	498	155,6	154,8	1,055	64,871
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,174
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						7,156
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						7,824
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						134,74
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						149,896
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						152,12
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						42,497

Таблица В.4 – Результаты расчета потребного количества реагентов

Наименование материала	Назначение	Уп. ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	60,23	2,41	214,3	8,57	167,76	6,71	19,12	0,76	461,4	19
Бентонит	Структурообразователь	1000	3915	3,91	2358	2,357	–	–	–	–	6272	7
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	25	60,23	2,41	214,3	8,57	372,8	14,91	42,5	1,7	689,8	28
THINNER	Понизитель вязкости	25	60,23	2,41	–	–	–	–	–	–	60,2	3
Барит	Утяжелитель	1500	6565	4,38	38149	25,43	–	–	–	–	44714	30
HT Polymer PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	–	–	85,73	3,43	–	–	–	–	85,7	4
Крахмал буровой – Drill Starch	Понизитель фильтрации	25	–	–	27,86	1,11	6337,4	253,5	722,5	28,9	7087,7	284
HT Polymer PAC LVT	Низковязкий понизитель фильтрации	25	–	–	117,9	4,72	–	–	–	–	117,9	5
ФК-2000 Плюс	Смазочная добавка	208	–	–	1072	5,15	–	–	–	–	1072	6
Bioxan	Структурообразователь	25	–	–	–	–	1304,8	52,19	148,7	5,95	1453,5	59
KCl	Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов прод. пласта	1000	–	–	–	–	29823	29,82	3400	3,4	33223	34
F-Seal	Закупоривающие материалы, коьматанты	25	–	–	–	–	27959	1118	3187	127	31147	1246
Биоцид	Бактерициды	208	–	–	–	–	167,8	0,81	19,12	0,1	186,9	1
Пенегаситель – Defoamer	Пенегасители	208	–	–	–	–	167,8	0,81	19,12	0,1	186,9	1
Карбонат Кальция мелкого помола	Утяжелитель	1000	–	–	–	–	33178	33,18	25668	25,7	58 846	59

Приложение Г

Таблица Г.1 – Результаты расчета потребного количества реагентов и их сметная стоимость

Наименование материала	Уп. ед. изм.	Потребное количество реагентов										Стоимость реагента	
		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик		Итого		Упаковка	Итого
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	руб	руб
Каустическая сода	25	60,23	2,41	214,3	8,57	167,76	6,71	19,12	0,76	461,4	19	2600	49400
Бентонит	1000	3915	3,91	2358	2,357	–	–	–	–	6272	7	12500	87500
Кальцинированная сода	25	60,23	2,41	214,3	8,57	372,8	14,91	42,5	1,7	689,8	28	9500	266000
THINNER	25	60,23	2,41	–	–	–	–	–	–	60,2	3	2600	7800
Барит	1500	6565	4,38	38149	25,43	–	–	–	–	44714	30	19200	576000
HT Polymer PAC HV	25	–	–	85,73	3,43	–	–	–	–	85,7	4	12750	51000
Крахмал буровой – Drill Starch	25	–	–	27,86	1,11	6337,4	253,5	722,5	28,9	7087,7	284	1600	454400
HT Polymer PAC LVT	25	–	–	117,9	4,72	–	–	–	–	117,9	5	7375	36875
ФК-2000 Плюс	208	–	–	1072	5,15	–	–	–	–	1072	6	2400	14400
Bioxan	25	–	–	–	–	1304,8	52,19	148,7	5,95	1453,5	59	17250	1017750
KCl	1000	–	–	–	–	29823	29,82	3400	3,4	33223	34	18500	629000
F-Seal	25	–	–	–	–	27959	1118	3187	127	31147	1246	380	473480
Биоцид	208	–	–	–	–	167,8	0,81	19,12	0,1	186,9	1	22500	22500
Пеногаситель – Defoamer	208	–	–	–	–	167,8	0,81	19,12	0,1	186,9	1	4500	4500

Продолжение таблицы Г.1

Наименование материала	Уп. ед. изм.	Потребное количество реагентов										Стоимость реагента	
		Направление		Кондуктор		Эксплуатац. колонна		Хвостовик		Итого		Упаковка	Итого
		кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	руб	руб
Карбонат Кальция мелкого помола	1000	—	—	—	—	33178	33,18	25668	25,7	58 846	59	2500	147500
Итог:											3838105 рублей		

Приложение Д

Таблица Д.1 – 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	
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

Таблица Д.2 – 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