

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

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

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Мальцев Илья Евгеньевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного 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 здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности

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

Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	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
			ПК(У)-3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах строительства скважин и новых стволов

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин.</p> <p>8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.</p>		<p>ПК(У)-4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>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</p>
			<p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p> <p>И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин</p>

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 нефтегазопромыслового 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)	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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»		И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	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 Участвует 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	Мальцеву Илье Евгеньевичу

Тема работы:

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП 3. Интервал отбора керна: – 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5; угол входа в пласт не менее 85 гр; макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр; зону установки ГНО выбрать; максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м; максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м; максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход на кровлю Т1 / длина горизонтального участка ствола: 900 метров / 500 метров 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: 1900 м 7. Глубина спуска комбинированной эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр комбинированной эксплуатационной колонны: 168/127 мм 9. Способ цементирования: манжетное цементирование (ММЦ предусмотреть над кровлей продуктивного пласта) 10. Конструкция забоя: не зацементированная колонна 127 мм, представленная фильтрами 11. Способ освоения скважины (выбрать): ГРП, свабиrowание, струйный насос, компрессирование
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. ОБЩАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.3. Зоны возможных осложнений 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Расчет необходимого расхода бурового раствора 2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной 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 <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1. Расчет обсадных колонн <ol style="list-style-type: none"> 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.1.4. Расчет колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП) 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 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, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора 2.4.2.5. Гидравлический расчет цементирования скважины <ol style="list-style-type: none"> 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 <ol style="list-style-type: none"> 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	Креницына 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	Мальцев Илья Евгеньевич		

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
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Мальцеву Илье Евгеньевичу

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	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Мальцев Илья Евгеньевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Мальцеву Илье Евгеньевичу

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

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Нижнехетскую 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:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>– Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021)</p> <ul style="list-style-type: none"> • Статья 297; • Статья 298; • Статья 300; • Статья 301; <p>– Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ – ГОСТ 12.2.033-78 "Рабочее место при выполнении работ стоя".</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ потенциальных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<ul style="list-style-type: none"> – 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
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; – Выбросы при ГНВП. <p>Гидросфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. <p>Литосфера:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Вырубка деревьев;

	<ul style="list-style-type: none"> – 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: <ul style="list-style-type: none"> – 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	Мальцев Илья Евгеньевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 146 страниц, 50 таблиц, 30 рисунков, 16 формул, 9 приложений, 21 литературный источник.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, горизонтальный участок ствола скважины, комбинированная эксплуатационная колонна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Целью работы является проектирование наклонно-направленной скважины с горизонтальным участком с применением комбинированной эксплуатационной колонны.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 3477 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:

БК – бурильная колонна;

ВБТ – ведущая бурильная труба;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГЗД – гидравлический забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинное насосное оборудование;

ЗТС – забойная телеметрическая система;

КИП – контрольно-измерительные приборы;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ММП – многолетнемерзлые породы;

ММЦ – муфта манжетного цементированья;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

НУБТ – немагнитные утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

СВП – система верхнего привода;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СНУ – струйные насосные установки;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы.

Оглавление

Введение	24
1 Общая геологическая часть	25
1.1 Геологические условия бурения.....	25
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	31
1.3 Зоны возможных осложнений	32
2 Технологическая часть.....	33
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	33
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	34
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	34
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений.....	34
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	36
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	37
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	38
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	38
2.3 Углубление скважины	40
2.3.1 Выбор способа бурения	40
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	41
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	42
2.3.4 Расчет частоты вращения долота.....	43
2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора	44
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	46
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	47
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	48
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	51
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	51
2.4.1 Расчет обсадных колонн.....	51

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	52
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	54
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	56
2.4.1.4 Расчет колонны обсадных труб в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП)	57
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	60
2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн	60
2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов	61
2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей	62
2.4.2.4 Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора	63
2.4.2.5 Гидравлический расчет цементирования скважины	63
2.4.2.5.1 Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	63
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	64
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	65
2.4.4.1 Выбор жидкости глушения	65
2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры	66
2.4.4.3 Вызов притока	67
2.5 Выбор буровой установки	70
3 Анализ элементов технологической оснастки обсадной колонны	72
3.1 Башмаки обсадных колонн	73
3.2 Обратные клапаны	75
3.3 Центраторы обсадных колонн	77
3.4 Турбулизаторы	80
3.5 Скребки	81
3.6 Разделительные пробки	82
3.7 Цементировочные головки	83
3.8 Муфты ступенчатого цементирования	85

3.9 Пакеры	86
3.10 Цементировочные корзины	88
3.11 Подвески хвостовика	89
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	92
4.1 Общая характеристика предприятия	92
4.2 Схема и описание организационной структуры управления предприятием	94
4.3 Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора.....	95
5 Социальная ответственность	97
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	97
5.1.1 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	98
5.2 Производственная безопасность	99
5.3 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	100
5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте.....	100
5.3.2 Повышенные уровни вибрации	101
5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении	104
5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения.....	105
5.3.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током.....	106
5.3.6 Пожаровзрывоопасность	108
5.4 Экологическая безопасность	110
5.4.1 Защита атмосферы	110
5.4.2 Защита гидросферы.....	111
5.4.3 Защита литосферы.....	112
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	112
Заключение	114
Список используемой литературы.....	116
Приложение А	119

Приложение Б.....	121
Приложение В.....	129
Приложение Г.....	136
Приложение Д.....	138
Приложение Е.....	140
Приложение Ж.....	143
Приложение И.....	145
Приложение К.....	146

Введение

Практическая работа с месторождениями начинается с сооружения скважин. Без этого невозможно существование нефтегазовой отрасли во всем мире, так как преобладает именно скважинная добыча нефти и газа.

Сооружение скважины не приносит прибыли само по себе, поэтому на этом этапе требуются высокие скорости выполнения поставленных задач.

Проводка скважины в разрезе рассматриваемого объекта бурения является непростой технической задачей. Согласно техническому заданию, требуется спроектировать пяти-интервальный профиль с большими протяженностями интервалов стабилизации. Особое внимание должно быть уделено вскрытию пластов с максимально низким скин-эффектом и проводке скважины с минимальным отклонением от заданной траектории.

Все предложенные решения должны также позволять безаварийно произвести строительство скважины в непростых заданных условиях.

Целью работы является разработка технического проекта на эксплуатационную наклонно-направленную скважину, полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважины на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Для достижения поставленной цели решаются следующие задачи:

- анализ горно-геологических условий бурения;
- расчет профиля скважины по заданным техническим заданием условиям;
- выбор оптимальной конструкции скважины, способов и режимов бурения;
- подбор оптимальных систем буровых растворов, и их рецептов;
- проектирование заканчивания скважины и выбор технологической оснастки.

Частной задачей является анализ элементов технологической оснастки обсадной колонны.

1 Общая геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины с описанием элементов залегания и коэффициентом кавернозности интервалов (усредненным) приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициенты кавернозности интервалов

Глубина залегания по вертикали, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название системы	индекс	угол, град.	азимут, град.	
0	75	четвертичная	Q	0	–	1,2
75	505	танамская	K ₂ tn	2	–	1,2
505	540	салпадаяхинская	K ₂ sp	2	–	1,2
540	905	насоновская	K ₂ ns	2	–	1,2
905	1000	дорожковская	K ₂ dr	2	–	1,3
1000	1350	долганская	K ₁ dl	2	–	1,2
1350	1895	яковлевская	K ₁ jak	2	–	1,2
1895	2040	малохетская	K ₁ mch	2	–	1,2
2040	2570	суходудинская	K ₁ cd	2	–	1,2
2570	2912	нижнехетская	K ₁ nch	2	–	1,3

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 стратиграфического разреза	Интервал, м		Горная порода	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	
1	2	3	4	5
Q	0	75	Пески, супеси, суглинки, глины	Пески, глины, супеси, суглинки с редкой галькой изверженных пород. Имеют место межледниковые и ледниковые отложения в виде валунно-галечниковых, моренных образований
K ₂ tn	75	505	Алевриты, пески, глины	Алевриты светло-серые, слюдистые с прослоями песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых и глин темно-серых, зеленовато-серых
K ₂ sp	505	540	Глины, алевриты, пески	Глины темно-серые, зеленовато-серые с прослоями алевритов светло-серых, слюдистых и песков серых, желтовато-серых, плотных, мелкозернистых, глинистых
K ₂ ns	540	905	Алевриты, пески, глины	Алевриты серые, серо-зеленые плотные с прослоями песков серых и глин темно-серых
K ₂ dr	905	1000	Глины, алевриты	Глины темно-серые, с зеленоватым оттенком, алевритистые, алевриты серые, зеленовато-серые, прослоями глауконитовые
K ₁ dl	1000	1350	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Чередование песчаников серых, светло-серых, разнозернистых, кварцполевошпатовых, косослоистых с алевролитами и аргиллитами зеленовато-серыми, кварцполевошпатовыми, реже аркозовыми
K ₁ jak	1350	1895	Песчаники, аргиллиты, алевролиты, угли	Неравномерное переслаивание песчаников серых, желтовато-серых, мелкозернистых с прослоями углистых аргиллитов темно-серых, зеленовато-серых тонкослоистых, плитчатых и алевролитов серых тонкозернистых, плотных, массивных. Встречаются прослой углей бурых

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5
K ₁ mch	1895	2040	Песчаники, алевролиты, аргиллиты, угли	Песчаники светло-серые, мелко-среднезернистые, каолинитизированные, слабоцементированные. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, плитчатые. Угли бурые
K ₁ cd	2040	2570	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые, темно-серые, мелко-среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые, темно-серые, плотные, сильно песчанистые. Аргиллиты темно-серые, плотные
K ₁ nch	2570	2912	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Переслаивание аргиллитов и алевролитов темно-серых, плитчатых, тонкослоистых, слюдистых, слабопесчанистых. Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, слюдистые

В таблице 1.3 представлены физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
Q	0	75	супеси	1.5	30-35	1500	10	0	<10	1	10	мягкая
			суглинки	1.8	25-30	10	90	0	<10	2	4	мягкая
			пески	1.5	30-35	1500	5	0	<10	1	10	мягкая
			глины	2.0	25-30	0	95	0	<10	2	4	мягкая
K ₂ tn	75	505	алевриты	1.9	25-30	10	55	0	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	30-35	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2.0	25-30	0	95	0	10	2	4	мягкая
K ₂ sp	505	540	глины	2.0	15	0	95	0	10	2	4	мягкая
			алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	25	10	10	0	5	1	10	мягкая
K ₂ ns	540	905	алевриты	1.9	15	0	55	2	10	2	4	мягкая
			пески	1.8	30-35	1500	5	0	5	1	10	мягкая
			глины	2.0	15	0	95	0	10	2	4	мягкая

Продолжение таблицы 1.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14
K ₂ dr	905	1000	глины алевролиты	2.2	10	0	100	0	10	3	4	мягкая мягкая
				2.0	12	0	55	3	10	2	4	
K ₁ dl	1000	1350	песчаники алевролиты аргиллиты	1.9	25	100-1500	5	до 18	20	2	10	мягкая мягкая
				2.1	12	20-50	35	5	15	3	6	
				2.1	10	0	95	3	20	3	4	
K ₁ jak	1350	1895	песчаники аргиллиты алевролиты угли	1.9	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя средняя средняя мягкая
				2.2	10	0	95	3	35	3	4	
				2.0	12	20-50	25	2	30	3	4	
				1.3	5	0	0	0	15	1	4	
K ₁ mch	1895	2040	песчаники алевролиты аргиллиты угли	2.0	30	200-1950	5	5	30	2	10	средняя средняя средняя мягкая
				2.2	12	20-50	25	2	30	3	4	
				2.4	10	0	95	3	35	3	4	
				1.3	5	0	0	0	15	1	4	
K ₁ cd	2040	2570	песчаники алевролиты аргиллиты	2.3	30	200-1950	5	5	40	2	10	средняя средняя средняя
				2.5	12	20-50	25	2	35	3	4	
				2.8	10	0	95	3	50	3	4	
K ₁ nch	2570	2912	аргиллиты алевролиты песчаники	2.8	10	0	95	5	80	3	4	средняя средняя средняя
				2.7	12	20-50	25	10	60	3	6	
				2.8	30	100-1300	5	до 23	80	3	10	

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

Таблица 1.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления											Температура в конце интервала		
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного		градус	источник получения	
			кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м		источник получения	кгс/см ² на м				источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	75	0,100	0,100	РФЗ	0,000	0,100	РФЗ	0,000	0,165	ПАЗ	0	0,18	РФЗ	-1	РФЗ
K ₂ tn	75	505	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	-1	РФЗ
K ₂ sp	505	540	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,175	0,175	ПАЗ	0,19	0,19	РФЗ	0	РФЗ
K ₂ ns	540	905	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,20	0,20	РФЗ	5	РФЗ
K ₂ dr	905	1000	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	8	РФЗ
K ₁ dl	1000	1350	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	15	РФЗ
K ₁ jak	1350	1895	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,21	0,21	РФЗ	37	РФЗ
K ₁ mch	1895	2040	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,178	0,178	ПАЗ	0,23	0,23	РФЗ	42	РФЗ
K ₁ cd	2040	2570	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,194	0,194	ПАЗ	0,27	0,27	РФЗ	47	РФЗ
K ₁ nch	2570	2912	0,100	0,100	РФЗ	0,100	0,100	РФЗ	0,199	0,199	ПАЗ	0,28	0,28	РФЗ	60	РФЗ

Расчет градиента гидроразрыва пород проведен по аналитическим зависимостям, учитывающим: пластовое давление, горное давление, максимальную пористость пород (П=35%), коэффициент Пуассона песчаных пород (m=0.28)

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

В таблице 1.5 представлена характеристика газонефтеводоносности вскрываемых пластов.

Таблица 1.5 – Характеристика газонефтеводоносности вскрываемых пластов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Газовый фактор (для нефтяных пластов), м ³ /м ³	Относится ли к источникам водоснабжения, краткая характеристика химического состава (для водяных горизонтов)
	от	до					
1	2	3	4	5	6	7	8
Нефтеносность							
К ₁ jak Як III-VII	1650	1680	Поровый	0,846	80	27,9	–
К ₁ nch Нх I	2630	2640	Поровый	0,702	100	139	–
К ₁ nch Нх III-IV	2760	2795	Поровый	0,720	200	128	–
Водоносность							
К ₂ ns	850	890	Поровый	1010	50	–	Не относится, хлорнатриевый
К ₁ dl	1100	1200	Поровый	1010	307,2	–	Не относится, хлорнатриевый
К ₁ jak	1690	1700	Поровый	1010	15	–	Не относится, хлорнатриевый
К ₁ cd	2375	2385	Поровый	1010	15	–	Не относится, хлорнатриевый
К ₁ nch	2800	2823	Поровый	1010	15	–	Не относится, хлорнатриевый

1.3 Зоны возможных осложнений

В таблице 1.6 представлены ожидаемые осложнения и их характеристика.

Таблица 1.6 – Ожидаемые осложнения и их характеристика

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип осложнения	Характеристика и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Q- K ₂ tn	0	500	Обвал стенок скважины, прихват инструмента, кавернообразование	За счет растепления ММП
K ₂ dr	945	1000	Кавернообразование	При прохождении глинистых пород, их набухании и обваливании в следствии некачественного бурового раствора
K ₁ jak	1375	1875	Кавернообразование	
K ₁ cd	2075	2560	Сужение ствола	В интервалах поглощения за счет образования глинистой корки
K ₁ nch	2570	2912	Кавернообразование	В интервалах залегания глинистых пород, при их набухании и обваливании
K ₂ ns	550	905	Поглощения бурового раствора	При прохождении песчаных пластов за счет естественной фильтрации в пласт. Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁ dl	1000	1350		
K ₁ mch	1895	2040		
K ₁ cd	2040	2570		
K ₁ nch	2720	2825		
K ₂ ns	850	890	Газонефтево-допроявления	Несоблюдение параметров бурового раствора со скоростью спускоподъемных операций, снижение противодавления на пласт
K ₁ dl	1100	1200		
K ₁ jak Як III-VII	1650	1680		
K ₁ jak	1690	1700		
K ₁ cd	2375	2385		
K ₁ nch Hx I	2630	2640		
K ₁ nch Hx III-IV	2760	2795		
K ₁ nch	2800	2823		

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

В техническом задании были сформулированы следующие условия:

- тип профиля – наклонно-направленный с горизонтальным участком;
- количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5;
- угол входа в пласт – не менее 85 градусов;
- максимальный зенитный угол в интервале ГНО – не более 60 градусов;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО – 2,5 град/10 м;
- максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО – 3,0 град/10 м;
- максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО – 0,18 град/10 м;
- отход на кровлю продуктивного пласта – 900 м;
- длина горизонтального участка ствола – 500 м;
- минимальный уровень жидкости в скважине – 1900 м;
- диаметр комбинированной эксплуатационной колонны – 168/127 мм;
- способ цементирования – манжетное цементирование (ММЦ предусмотреть над кровлей продуктивного пласта);
- конструкция забоя – не зацементированная колонна 127 мм, представленная фильтрами.

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 приложения А.

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, а также максимально возможное дренирование в призабойной зоне пласта, максимально долгую безводную добычу пластового флюида.

По техническому заданию было необходимо запроектировать колонну, представленную фильтрами, условным диаметром 127 мм. Также, из условия задания, колонна будет не зацементирована.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений, по совмещенному графику давлений решается вопрос о необходимости спуска промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска.

На рисунке 2.1 представлен совмещенный график давлений, построенный по геологическим данным данного месторождения.

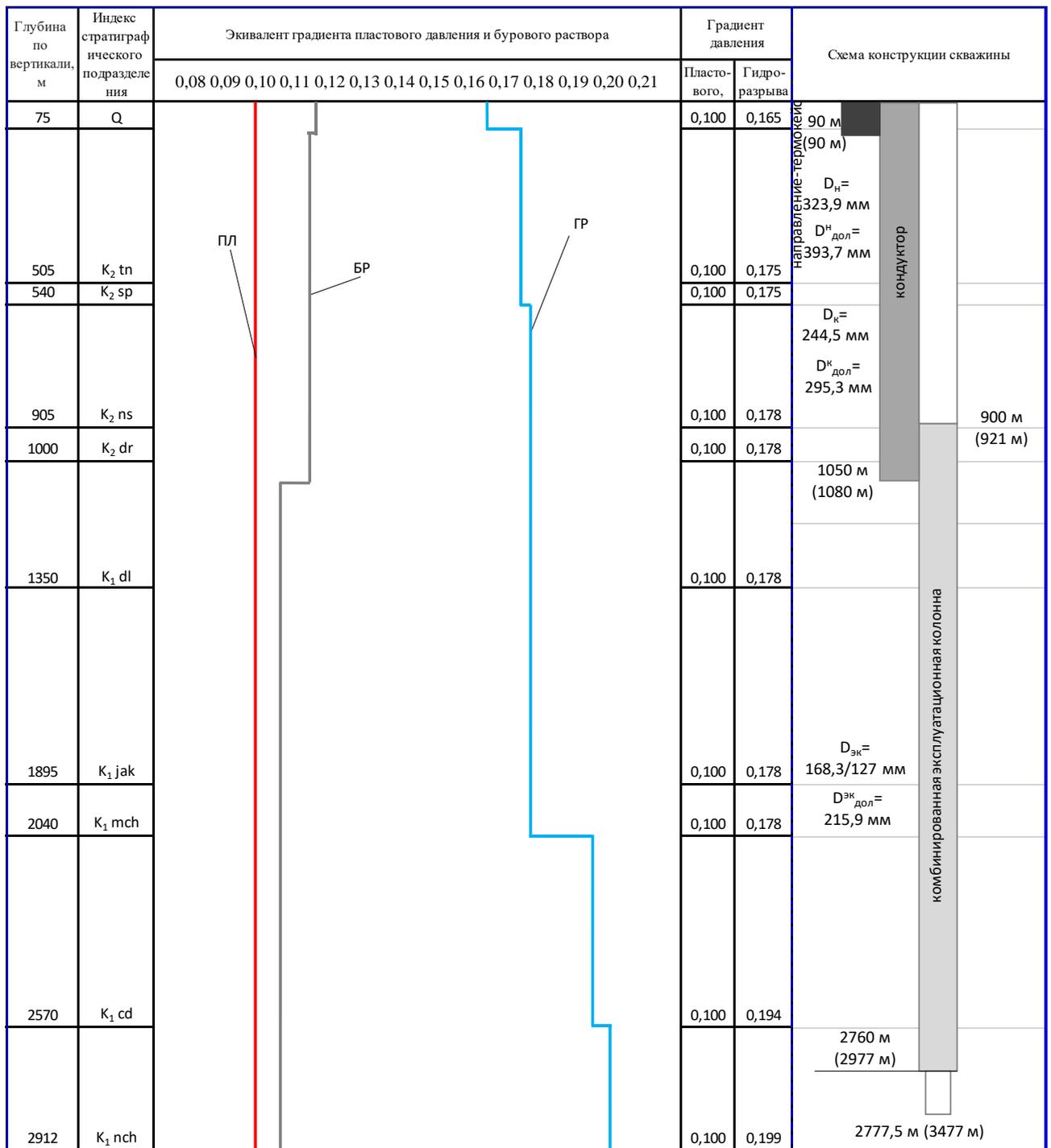


Рисунок 2.1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

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

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 м. Так как по данному стратиграфическому делению интервал четвертичных отложений простирается до глубины 75 м, принимаем глубину спуска обсадной колонны 90 м (90 м по стволу).

Спуск кондуктора определяется совокупностью нескольких факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Расчетные глубины спуска кондуктора также показывают зоны, которые необходимо перекрыть для дальнейшей безаварийной проводки скважины. Результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска кондуктора

Имя пласта	$K_1 \text{ jak Як III-VII}$	$K_1 \text{ nch Нх I}$	$K_1 \text{ nch Нх III-IV}$
$L_{кр}$	1650	2630	2760
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,100	0,100
$\Gamma_{грп}$	0,175	0,178	0,178
ρ_n	846	702	720
Расчетные значения			
Пластовое давление	165	263	276
$L_{конд \text{ min}}$	330	820	820
Запас	1,08	1,09	1,09
Принимаемая глубина	820		

Минимальная глубина спуска кондуктора составила 820 метров. Принимая во внимание литологическую характеристику разреза скважины, можно увидеть, что на интервале от 0 до 1000 метров присутствуют глины. Также, анализируя ожидаемые осложнения, можно увидеть, что в интервале 0-500 метров ожидается обвал стенок скважины, в интервале 550-905 метров происходит поглощение бурового раствора, а в интервале 945-1000 метров наблюдается кавернообразование. Исходя из данных факторов, примем глубину спуска кондуктора 1050 м (1080 м по стволу).

Эксплуатационная колонна представлена комбинированной колонной 168,3/127 мм. Спуск эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм будет осуществляться до глубины 2760 м по вертикали (2977 м по стволу), а обсадная труба диаметром 127 мм будет находиться в интервале 2760-2777,5 м (2977-3477 м по стволу).

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 90 м (90 м по стволу);
- кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 1050 м (1080 м по стволу);
- эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Так как эксплуатационная колонна представлена комбинированной колонной 168,3 мм с нецементируемым фильтром 127 мм, следовательно, интервал цементирования составит 900-2760 м (921-2977 м по стволу).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх [1]. За начальный диаметр принимается диаметр комбинированной колонны, принятый 168/127 мм, предоставленный согласно техническому заданию.

Диаметр скважины рассчитывается с учетом размеров муфт колонн и рекомендуемого зазора между муфтой колонны и стенками скважины [1]. 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	90	90	90	90	0-90	0-90	323,9	393,7
Кондуктор	1050	1050	1080	1080	0-1080	0-1080	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2777,5	2777,5	3477	3477	900-2760	921-2977	168,3/127	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Для начала необходимо произвести расчеты в MS Excel. Произведя расчеты, мы выясним такие параметры, как: давление опрессовки колонны, давление необходимое для ликвидации ГНВП, максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, пластовое давление в кровле продуктивного пласта и высоту столба газа при закрытом устье.

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Результаты расчета давления опрессовки колонн по нефтяному пласту

Давления опрессовки колонны, МПа	$P_{оп}$	3,40	9,91	9,81
Коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%)	k	1,10	1,10	1,10
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{ГНВП}$	3,09	9,01	8,92
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	2,81	8,19	8,11
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для нефтяной скважины, МПа	$P_{му}$	0,00	0,00	0,00
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	16,50	26,30	27,60
Градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м	$gradP_{пл}$	0,01	0,01	0,01
Плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м ³	ρ_n	846	702	720
Ускорение свободного падения	g	9,81	9,81	9,81
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	1650	2630	2760
Давление насыщения попутного газа, МПа	$P_{нас}$	0	0	0
Основание натурального логарифма	e	2,70	2,70	2,70
Степень основания натурального логарифма	s	-0,03	-0,09	-0,09
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,74	0,74	0,74
Высота столба газа при закрытом устье, м	h	-338,13	-1189,00	-1147,58

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК1-14-168x245 К1 ХЛ.

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки: ОП5-230/80x35.

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 выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород.

Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается смешанный способ бурения с применением СВП и винтовых забойных двигателей для создания необходимой частоты, обеспечения максимальной механической скорости и снижения нагрузки на бурильные трубы.

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	90	Роторный
90	1050	Совмещенный (СВП + ВЗД) ВЗД – основной СВП – вспомогательный
1050	2777,5	Совмещенный (СВП + ВЗД) ВЗД – основной СВП – вспомогательный

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Исходя из физико-механических свойств 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 и эксплуатационную колонну, так как эти долота позволяют создавать максимальную скорость бурения, при минимальном количестве СПО и являются хорошо управляемыми, что необходимо для сооружения данной скважины.

Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
Шифр долота	Ш 393,7 М-ЦГВУ (115)	БИТ 295,3 ВТ 419 СР (S123)	БИТ 215,9 ВТ 613 (S333)
Тип долота	Шарошечное	PDC	PDC

Продолжение таблицы 2.5

Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	М	М+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	7 5/8 REG	6 5/8 REG	4 1/2 REG
Длина, м		0,4	0,39	0,37
Масса, кг		160	88	45
Осевая нагрузка, тс	Рекомендуемая	7-30	2-10	2-10
	Максимальная	30	10	10
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-440	60-400
	Максимальная	300	440	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 геологических условиях;
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото, которая не должна превышать 80% от максимальной.

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

Таблица 2.6 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
Исходные данные			
D _д , см	39,37	29,53	21,59
G _{пред} , т	30	10	10

Продолжение таблицы 2.6

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
Результаты проектирования			
$G_{\text{доп}}, \text{ Т}$	24	8	8
$G_{\text{проект}}, \text{ Т}$	8	8	5

При бурении интервала под направление, проектируем осевую нагрузку 8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

При бурении интервала под кондуктор, проектируем осевую нагрузку также 8 тонн, так как на мягкие породы должна быть максимальная осевая нагрузка при небольших частотах вращения.

При бурении интервала под эксплуатационную колонну проектируем осевую нагрузку, равную 5 тонн, во избежание баклинг-эффекта и обеспечения максимально возможной скорости бурения.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения ПРИ проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород [1].

В интервале бурения под направление (0-90 м) запроектировано значительно меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено ограничениями частоты вращения, вызванными конструктивными особенностями долота. Для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну были выбраны величины, обеспечивающие оптимальную скорость для работы с ВЗД.

После получения расчетных значений частот вращения долота производится сопоставление с фактическими значениями частоты вращения, применяемыми на производстве.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты расчёта частоты вращения

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
Исходные данные			
$V_{л}, \text{ м/с}$	3,4	2	2
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
Результаты проектирования			
$n_1, \text{ об/мин}$	165	129	177
$n_{\text{стат}}, \text{ об/мин}$	40-60	100-180	140-200
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	60	130	180

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

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

По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
Исходные данные			
$D_{д}, \text{ м}$	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,5

Продолжение таблицы 2.8

Интервал	0-90	90-1050	1050-2777,5
K_k	1,2	1,21	1,214
$V_{кр}, м/с$	0,14	0,14	0,13
$V_m, м/ч$	35	35	30
$d_{бт}, м$	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}, м$	0,0143	0,0143	0,009
n	4	6	8
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	1
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,2	1,18	1,1
$\rho_{п}, г/см^3$	1,7	1,94	2,19
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	79	44	18
$Q_2, л/с$	45	33	20
$Q_3, л/с$	55	28	24
$Q_4, л/с$	34	55	42
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, л/с$	34-79	28-55	18-42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{проект}, л/с$	70	55	40

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направление принимается 70 л/с для обеспечения качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 55 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 40 л/с, что обеспечит качественную очистку забоя, вынос шлама, стабильную работу ВЗД и предотвратит осложнения.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Забойный двигатель 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.

Расчётные параметры для проектирования забойного двигателя по интервалам, представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расчётные параметры для проектирования ГЗД

Интервал		90-1050	1050-2777,5
Исходные данные			
D_d	м	0,2953	0,2159
	мм	295,3	215,9
G_{oc} , кН		78	49
Q , Н·м/кН		1,5	1,5
Результаты проектирования			
$D_{зд}$, мм		236	173
M_p , Н·м		3046	1452
M_o , Н·м		148	108
$M_{уд}$, Н·м/кН		37	27

Для интервалов бурения 90-1050 и 1050-2777,5 метров (интервал бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну) выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-240РС и ДР-178.4.55 IDT которые позволяют бурить наклонно-направленные скважины, а также позволяют при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – 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	90-1050	240	8,487	2350	30-75	40-160	16,9	70-282
ДР-178.4.5 IDT	1050-2777,5	178	9,00	1170	25-42	60-210	8,5	35-182

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 трубы, резьбовых переводников.

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;
- 3) 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, а также коэффициенты запаса.

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

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией ООО «ПетроИнжиниринг».

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

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

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений.

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

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

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

Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор

Породы, слагающие интервал под кондуктор, по литологическому строению и физико-химической активности взаимодействия с буровыми растворами относятся к третьей (глины) и четвертой (алевролиты) группам.

Породы, имеющие пластинчатое строение, характеризуются неустойчивостью к осыпям и обвалам. Разбуривание глин сопряжено с большими трудностями, так как они могут легко переходить в раствор, увеличивая в нем содержание твердой фазы. Наибольшее влияние оказывает коллоидная составляющая разбуриваемых глин. Характерное для всего интервала бурения разбухание глинистых пород может привести к кавернообразованию и сужению ствола. Также возможны прихваты вследствие обвала неустойчивых пород, заклинки бурового инструмента. На основании перечисленных возможных осложнений при бурении интервала под кондуктор следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

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

При бурении рекомендуется поддерживать реологию раствора на минимально допустимом уровне. Для предупреждения возможных сальникообразований используется смазочная добавка PETRO LUBE.

Эксплуатационная колонна

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

Данный буровой раствор обрабатывается утяжелителем «микрокальцит» для минимизации образования дифференциального прихвата (за счет быстрого формирования практически непроницаемой тонкой, плотной фильтрационной корки), биополимерами (структурообразователь), смазочными добавкам (снижение коэффициента трения).

В таблице 2.11 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.11 – 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
0-90	1,17	0,88	90	1,2
90-1050	1,15	10,3	1050	1,18
1050-2777,5	1,07	27,24	2777,5	1,1

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения представлены в таблицах В.1-В.3 приложения В.

Технологические параметры применяемых буровых растворов приведены в таблицах В.4-В.6 приложения В.

В таблицах В.7-В.10 приложения В представлены результаты расчета необходимого количества бурового раствора и химических реагентов.

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 Г.1-Г.3 приложения Г соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

В данном разделе приводятся результаты расчетов обсадных колонн, конструирования обсадных колонн по длине, расчетов процессов цементирования, проектирования процессов испытания и освоения скважин, а также приводятся результаты расчетов 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 2.12 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 2.12 – 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	–	–	0-90	0-90
Кондуктор	0-950	0-974	950-1050	974-1080
Эксплуатационная колонна	900-1960	921-2045	1960-2760	2045-2977

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

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

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

На рисунках 2.2, 2.3, 2.4 представлены эпюры наружных избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина-наружное избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно.

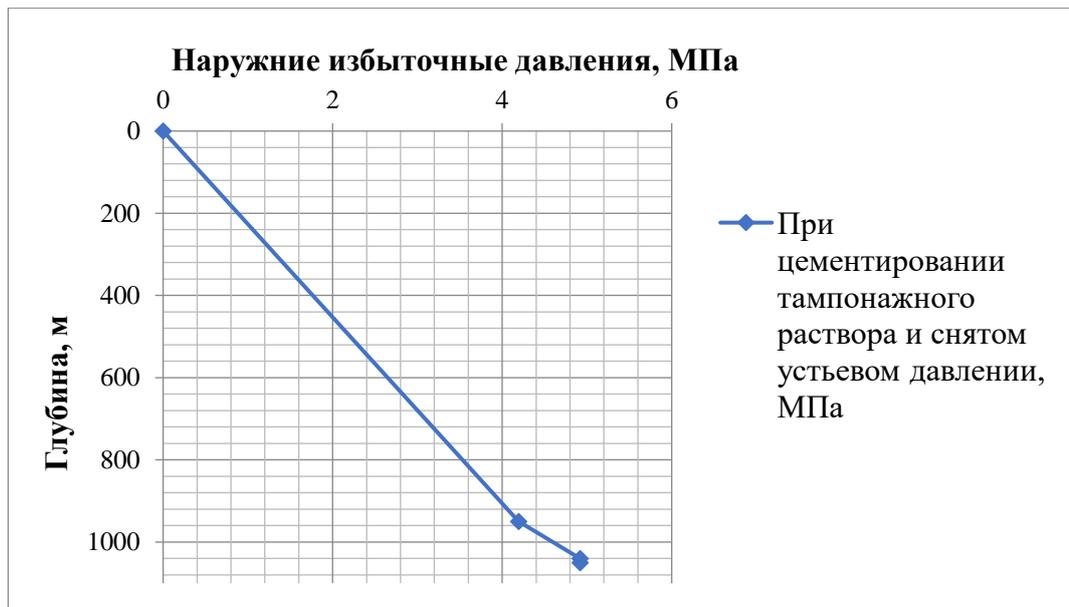


Рисунок 2.2 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора

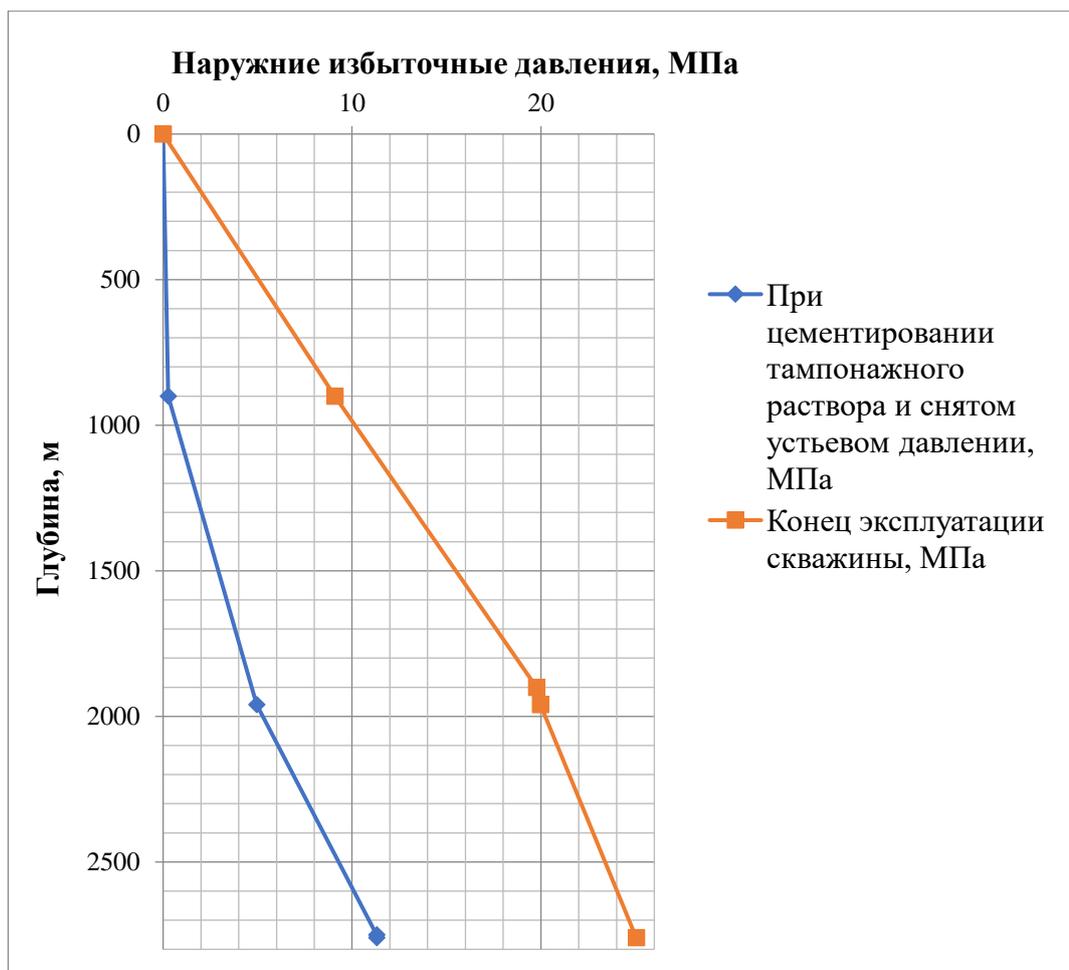


Рисунок 2.3 – Эпюра наружных избыточных давлений 2 секции эксплуатационной колонны (168,3 мм)



Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений 1 секции эксплуатационной колонны (127 мм)

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

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

Расчёт внутренних избыточных давлений производится как и для наружных избыточных давлений, для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

На рисунках 2.5, 2.6, 2.7 представлены эпюры внутренних избыточных давлений двух самых опасных случаев в координатах «глубина-внутреннее избыточное давление» для кондуктора и эксплуатационной колонны соответственно.

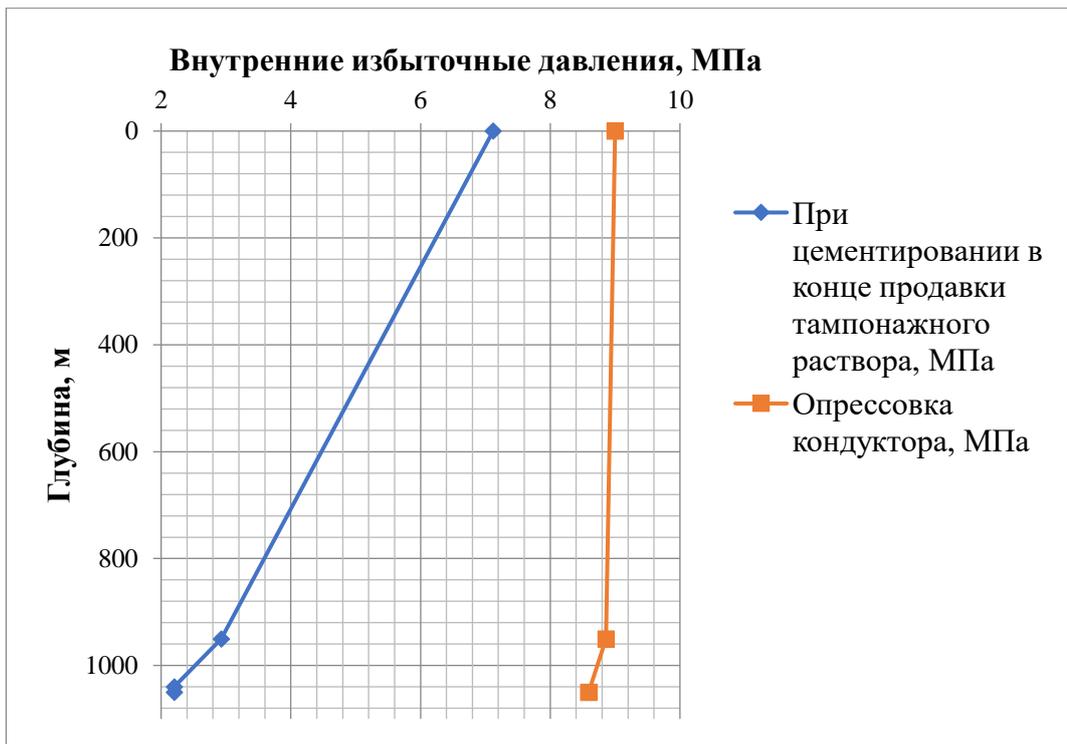


Рисунок 2.5 – Эпюра внутренних избыточных давлений кондуктора

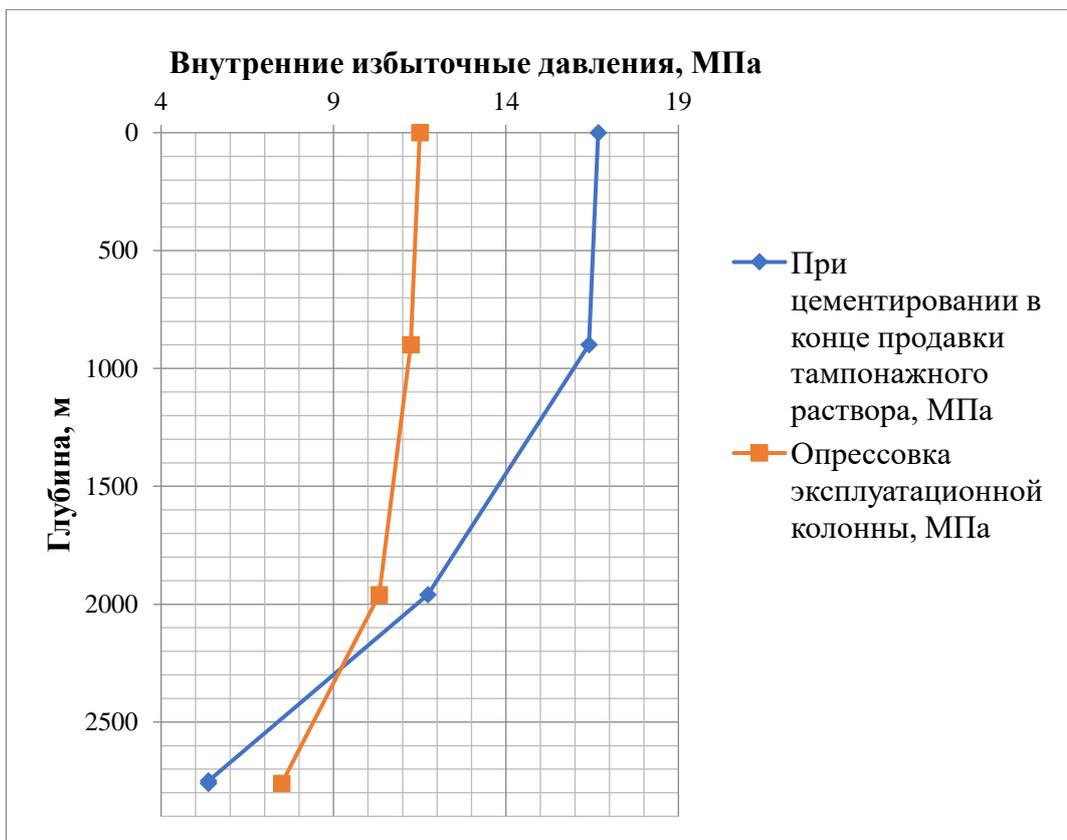


Рисунок 2.6 – Эпюра внутренних избыточных давлений 2 секции эксплуатационной колонны (168,3 мм)

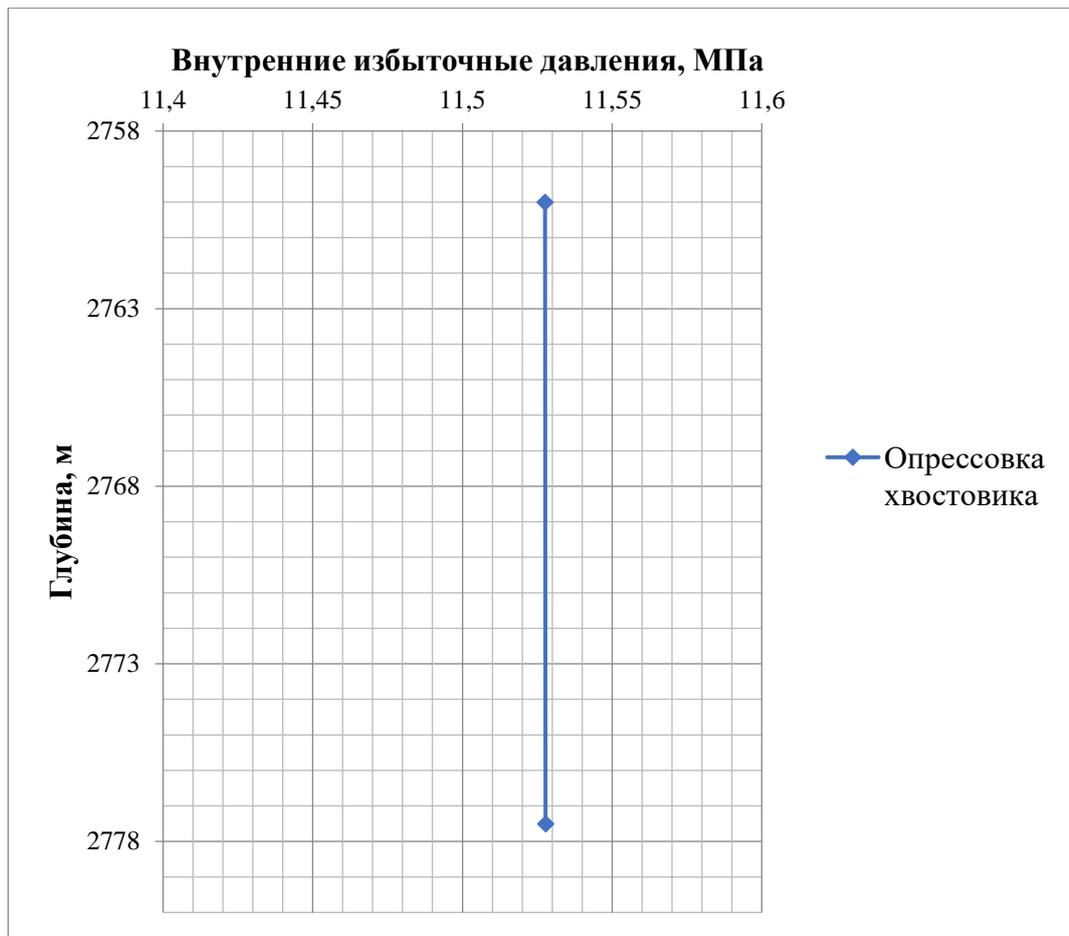


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений 1 секции эксплуатационной колонны (127 мм)

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.

В направлении, мы взяли не обычные обсадные колонны, а термокейсы, так-как у нас многолетнемерзлые породы.

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Характеристика рассчитанных секций 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	90	67,2	6048	6048	0-90
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1080	47,2	50976	50976	0-1080
Эксплуатационная колонна								
1 (127 мм)	ОТТМ	Д	7,5	500	22,1	11050	134298	3477-2977
2 (168,3 мм)	ОТТМ	Д	10,6	2977	41,4	123248		2977-0

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

В межколонном пространстве замерзание воды происходит:

- в седиментационных дефектах цементного камня;
- в оставшемся не вытесненном глинистом растворе;
- в глинистой корке в зазоре между колонной и цементным камнем.

Для обеспечения целостности и герметичности эксплуатационной колонны в зоне ММП на весь планируемый период эксплуатации скважины прочностные характеристики труб обсадной колонны определены по методике, в основе которой лежит способ управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи при замерзании водосодержащих сред в заколонном и замкнутом межколонном пространствах.

На рисунке 2.8 представлена схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании.

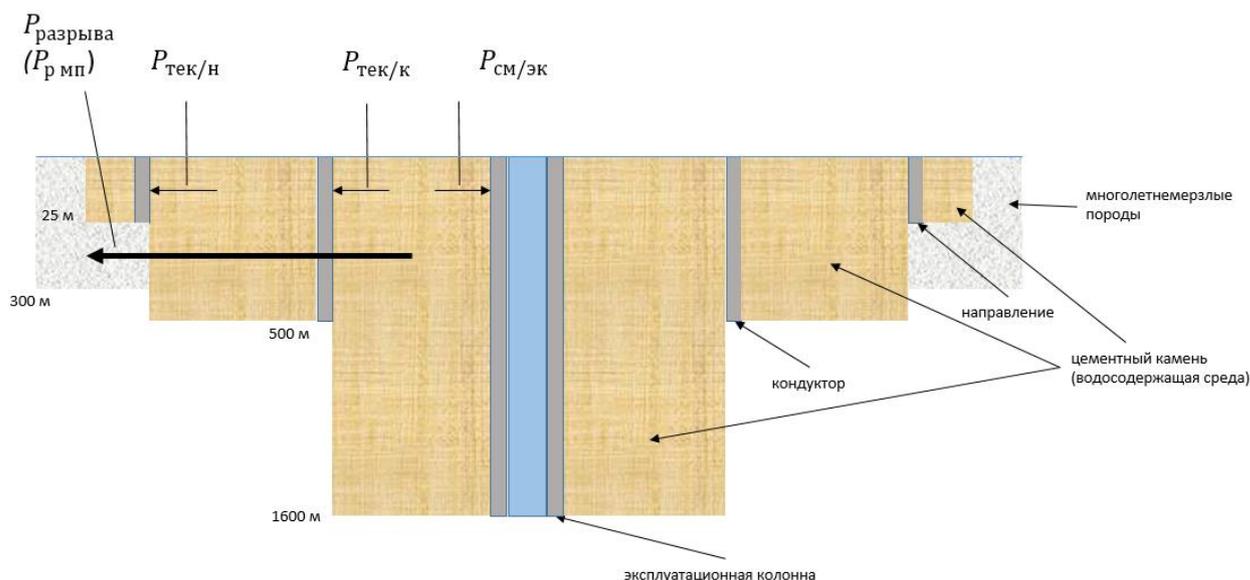


Рисунок 2.8 – Схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

Таким образом, для обеспечения принципа управляемой разгрузки избыточного давления промерзания необходимо выполнение условия недопущения смятия эксплуатационной колонны (формула 2.1) и управляемой разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи, то есть в сторону обсадных труб «направления» (формула 2.2).

$$P_{см/эк} > P_{тек/к} + P_{р.мп}; \quad (2.1)$$

$$P_{тек/к} > P_{тек/н}; \quad (2.2)$$

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

$P_{тек/к}$ – давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести, МПа;

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

$P_{тек/н}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах направления достигает предела текучести, МПа.

Определим давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести, по формуле:

$$P_{\text{тек/к}} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{\text{тек}}}{D}; \quad (2.3)$$

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

n – толщина стенки обсадной трубы, мм;

$G_{\text{тек}}$ – напряжение предела текучести стали, МПа;

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм.

$$P_{\text{тек/к}} = 0,875 \cdot \frac{2 \cdot 7,9 \cdot 387}{244,5} = 21,88 \text{ МПа.}$$

Определим давление разрыва мерзлых пород по формуле:

$$P_{\text{р.мп}} = \text{grad}P_{\text{грп}} \cdot h, \quad (2.4)$$

где $\text{grad}P_{\text{грп}}$ – градиент давления гидроразрыва на глубине h (согласно исходным геологическим данным), МПа/м;

h – максимальная глубина зоны ММП, м.

$$P_{\text{р.мп}} = 0,0172 \cdot 500 = 8,6 \text{ МПа.}$$

Из условия (2.1) определим минимально необходимое наружное давление смятия эксплуатационной колонны 168,3 мм:

$$P_{\text{см/эк}} = 21,88 + 8,6 = 30,48 \text{ МПа.}$$

Этому давлению соответствуют обсадные трубы эксплуатационной колонны марки «Д» с толщиной стенки 10,6 мм, для которых давление на смятие составляет 35,4 МПа или трубы марки «Е» с толщиной стенки 8,9 мм, для которых давление на смятие составляет 34,4 МПа.

Проведем проверку условия (2.2).

По расчету обсадных колонн на прочность проектируется направление диаметром 323,9 мм, толщиной стенки 8,5 мм, группы прочности «Д», по формуле (2.3) предел текучести труб для которых составляет:

$$P_{\text{тек/н}} = 0,875 \cdot \frac{2 \cdot 8,5 \cdot 387}{323,9} = 17,77 \text{ МПа.}$$

Таким образом, $21,88 > 17,77$, то есть условие $P_{\text{тек/к}} > P_{\text{тек/н}}$ выполняется.

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:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (2.5)$$

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

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

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

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (2.6)$$

где $\rho_{буф}$, $\rho_{н\ тр}$, $\rho_{тр\ обл}$, H , h_1 , h_2 – величины, значения которых были определены в подразделе «Расчет обсадных колонн на прочность».

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

$$P_{гд\ кп} = \lambda \cdot L, \quad (2.7)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м (таблица 2.14);

L – длина скважины по стволу, м.

Таблица 2.14 – Гидравлические сопротивления в затрубном пространстве при цементировании

Параметр	Значение параметра		
	Диаметр колонны, мм	219 и выше	140-194
Коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м	0,00065	0,0013	0,0008

Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Результаты проверки условия недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора

Параметр	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
$P_{гс\text{ кп}}$, МПа	1,28	15,41	38,46
$P_{гд\text{ кп}}$, МПа	0,0585	0,702	3,874
$P_{гр}$, МПа	1,55	18,34	53,88
Проверка условия	1,34 < 1,47 (условия выполняется)	16,11 < 17,42 (условия выполняется)	42,33 < 51,19 (условия выполняется)

На всех интервалах условия выполняются, следовательно, проектируется одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м³) 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:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) \cdot (L - L_{к}) + (D_{к\ вн}^2 - D_{эк\ н}^2) \cdot (L_{к} - L_1) + d_{эк\ вн\ 2}^2 \cdot l_{ст}] / 4, \quad (2.8)$$

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

$k_{срвзв}$ – средневзвешенный коэффициент кавернозности;

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

L – длина эксплуатационной колонны, м;

$L_{к}$ – длина кондуктора, м;

$D_{к\text{ вн}}$ – внутренний диаметр кондуктора, м;

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

$d_{эк\text{ вн } 2}$ – внутренний диаметр второй секции эксплуатационной колонны, м;

$l_{ст}$ – высота цементного стакана, м.

Общий объём тампонажного раствора складывается из объёмов облегчённого раствора ($V_{тр\text{ обл}}$) и раствора нормальной плотности ($V_{тр\text{ норм}}$):

$$V_{тр} = V_{тр\text{ обл}} + V_{тр\text{ норм}}. \quad (2.9)$$

Объёмы облегчённого раствора и раствора нормальной плотности рассчитываются по формуле:

$$V_{тр\text{ обл}} = \pi \cdot [((D_{к\text{ вн}}^2 - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L_{к} - L_1)) + ((D_{эк\text{ д}}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot (L - h_2 - L_{к}))] / 4, \quad (2.10)$$

где h_2 – высота тампонажного раствора нормальной плотности, м.

$$V_{тр\text{ норм}} = \pi \cdot [(D_{эк\text{ д}}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\text{ н}}^2) \cdot h_2 + D_{эк\text{ вн } 2}^2 \cdot l_{ст}] / 4. \quad (2.11)$$

2.4.2.3 Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей

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

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{к.п.} \cdot t, \quad (2.12)$$

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

$V_{к.п.}$ – скорость восходящего потока (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 $V_{\text{прод}}$ (м^3) выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 2}}^2 \cdot h_{\text{ст}})] / 4, \quad (2.13)$$

где $k_{\text{прод}}$ – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (1,03);

$d_{\text{эк вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

L – длина эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{эк вн 2}}$ – внутренний диаметр второй секции эксплуатационной колонны, м;

$h_{\text{ст}}$ – высота цементного стакана, м.

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 Д.1-Д.3 приложения Д представлены результаты расчетов.

2.4.2.5 Гидравлический расчет цементирования 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 машин:

$$m = G_{\text{сух}} / G_{\text{б}}, \quad (2.14)$$

где $G_{\text{сух}}$ – масса сухого тампонажного раствора, т;

G_6 – вместимость бункера, т.

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 2.16 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 2.16 – 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	3

Таким образом, для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и три для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунках Е.1-Е.3 приложения Е.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

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

В состав технологической оснастки входят:

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

Запроектированная технологическая оснастка обсадных колонн представлена в таблице Ж.1 приложения Ж.

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

Жидкость глушения должна обеспечивать в первую очередь необходимую репрессию на пласт, для предотвращения поступления флюида в скважину, а также сохранять коллекторские свойства пласта.

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

Плотность жидкости глушения определяется для нефтяного пласта, который будет подвержен испытанию, по формуле 2.11:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1 + k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h}, \quad (2.15)$$

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.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = 1050 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

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 2.16:

$$V_{\text{ж.г.}} = 2 \cdot V_{\text{вн.ЭК}} = 2 \cdot \left(\frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H \right), \quad (2.16)$$

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

$d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м. Диаметр эксплуатационной колонны 168,3/127 мм. Толщина стенки эксплуатационной колонны в интервале 0-2977 метров равна 10,6 мм, в интервале 2977-3477 метров равна 7,5 мм. Внутренний диаметр эксплуатационной колонны в интервале 0-2977 метров составит 147,1 мм, в интервале 2977-3477 метров составит 112 мм.

H – глубина скважины, м.

Требуемый объем жидкости глушения равен:

$$V_{\text{ж.г.}} = 111 \text{ м}^3.$$

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 фонтанную арматуру АФ1-80/65х35.

2.4.4.3 Вызов притока

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин.

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

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

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

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

После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта. Создание управляемых циклических депрессий на пласт

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

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

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

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

Схема оборудования скважины струйной насосной установкой показана на рисунке 2.9.

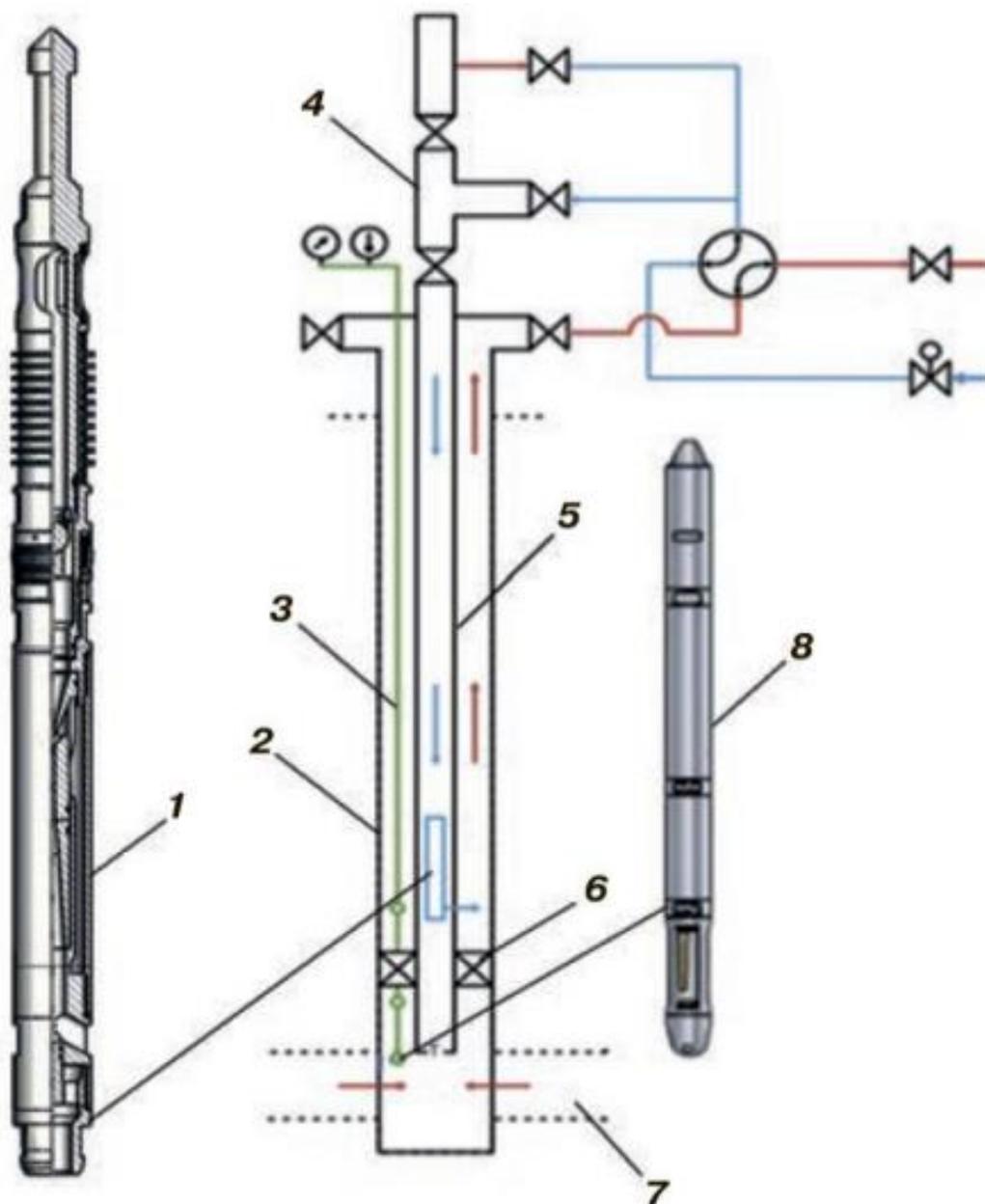


Рисунок 2.9 – Схема оборудования скважины установкой струйного насоса:
 1 – струйный насос; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – кабель; 4 – устьевая арматура; 5 – насосно-компрессорные трубы (НКТ); 6 – пакер; 7 – пласт;
 8 – блок забойной телеметрии

При эксплуатации данных компоновок рабочая жидкость от системы ПЖД нагнетается через НКТ в сопло струйного насоса, а смешанный поток

рабочей жидкости и продукции пласта поднимается на поверхность по затрубному пространству.

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

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

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

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

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных колонн, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3200/200 ЭУК-2М2.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Выбранная буровая установка			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	118,46	$\frac{[G_{кр}] \times 0,6}{Q_{бк}} \geq$	$120 > 118,46$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	134,43	$\frac{[G_{кр}] \times 0,9}{Q_{об}} \geq$	$180 > 134,43$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	154,0	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 154 = 1,30 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3 Анализ элементов технологической оснастки обсадной колонны

Технологическая оснастка обсадных колонн – конкретный набор элементов, которыми оснащают обсадную колонну, для создания необходимых условий для ее спуска и качественного крепления [3].

К характерным элементам технологической оснастки относятся:

- башмак – предотвращает смятие и нарушение целостности низа обсадной колонны, направляет колонну по стволу скважины;
- обратный клапан – предотвращает поступление тампонажного раствора внутрь колонны, служит для посадки разделительных пробок при цементировании;
- центраторы – обеспечивают необходимый зазор между обсадной колонной и стенками скважины, придавая ей центральное положение;
- турбулизаторы – обеспечивают турбулизацию потока жидкости для более качественного проникновения раствора в зоны локального расширения ствола скважины;
- скребки – применяются для механического сдираания глинистой корки;
- цементировочная головка – служит для обвязки обсадной колонны с наземным цементировочным оборудованием;
- цементировочные пробки – используются при цементировании для посадки ее на седло в обратном клапане с получением сигнала о конце цементирования, для разделения жидкостей, очистки стенок колонны;
- цементировочные корзины – обеспечивают наличие платформы для оседания цементного раствора в заколонном пространстве при цементировании обсадной колонны;
- изолирующие пакеры – служат для разобщения заколонного пространства в скважине и изоляции расположенных рядом пластов;
- манжеты для цементирования – используются при манжетном цементировании обсадной колонны;

- муфта ступенчатого цементирования – применяется при ступенчатом цементировании обсадной колонны;
- подвески хвостовиков – предназначены для подвешивания хвостовиков при их спуске в предыдущей обсадной колонне с цементированием либо без цементирования, герметизируют межколонное пространство.

3.1 Башмаки обсадных колонн

Башмаками оборудуют нижнюю часть обсадной колонны с целью ее направления и для достижения проходимости по стволу скважины, также для недопущения деформации нижней части обсадной колонны при посадках и заклинках.

Направляющая насадка, выполняемая из различных материалов, обеспечивает сравнительно легкое разбуривание при проведении дальнейших работ.

Башмаки для обсадных колонн конструктивно выполняются трех модификаций (рисунок 3.1): типа БКМ – эти башмаки состоят из корпуса с неразъемной насадкой, которая формируется в нем из смеси тампонажного цемента и песка; типа БП – с навинчиваемой чугунной направляющей пробкой (насадкой) и типа Б – с фаской без направляющей пробки [3].

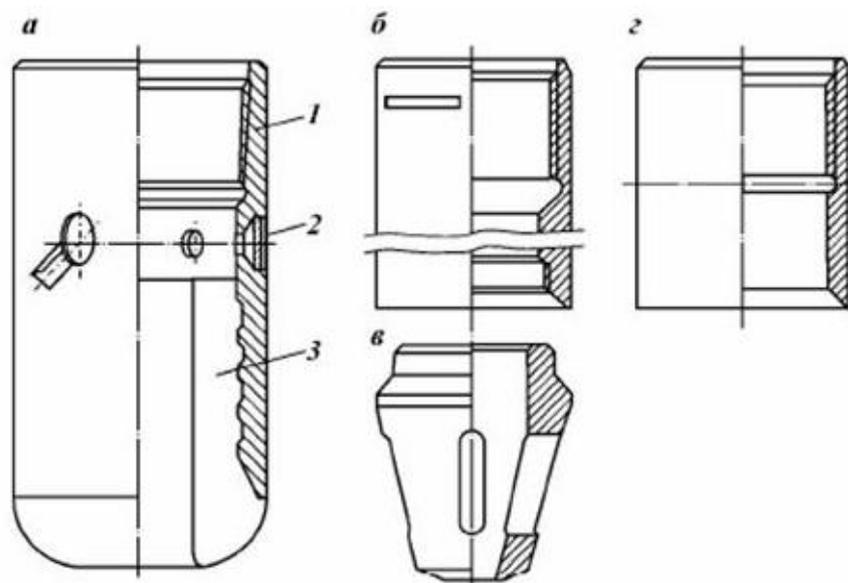


Рисунок 3.1 – Башмаки колонные: а – типа БКМ: 1 – корпус; 2 – заглушка; 3 – направляющая насадка; б – типа БП с чугунной направляющей насадкой; в – направляющая насадка; г – типа Б

В процессе спуска потайных колонн, либо секций обсадных колонн с проработкой ствола, порой направляющие насадки изготавливают в виде породоразрушающего наконечника. Например, одним из таких является башмак-коронка (рисунок 3.2) [4].

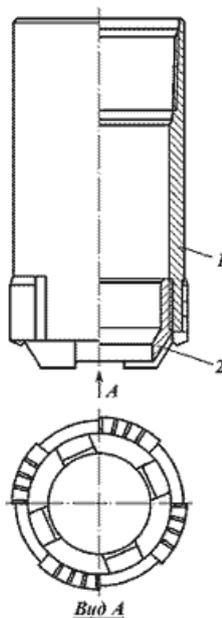


Рисунок 3.2 – Башмак-коронка: 1 – коронка; 2 – башмак

Он состоит из коронки 1 с резьбой, соединяемой с башмаком 2, оснащенным износостойкими твердосплавными элементами для снижения износа.

Также существуют башмаки типа БК-Вр (рисунок 3.3), которые имеют возможность проходить осложненные зоны, либо зоны сужений в стволе скважины без заклинок и посадок. Эксцентричный наконечник 2 башмака проходит неровности и огибает преграды в стволе скважины, имеющий возможность проворачиваться за счет имеющихся опор скольжения 4, 5, 6.

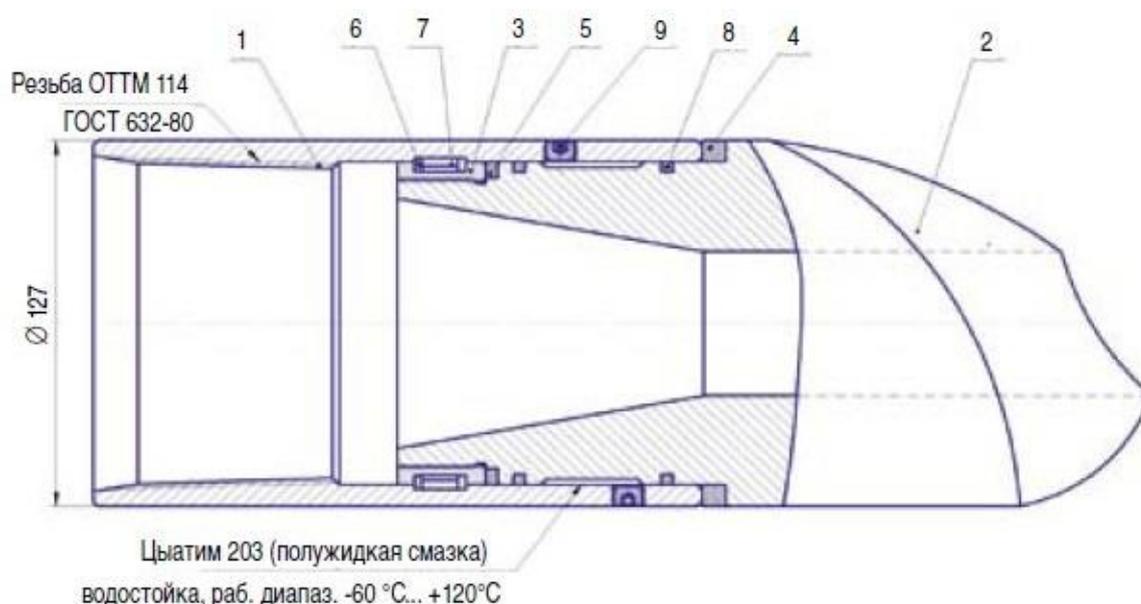


Рисунок 3.3 – Башмак колонный с возможностью вращения БК-Вр: 1 – муфта, 2 – эксцентричный наконечник, 3 – гайка упорная, 4, 5, 6 – опоры скольжения, 7 – фиксатор, 8 – кольца уплотнительные, 9 – пробка коническая

3.2 Обратные клапаны

Обратный клапан, применяемый для обсадных колон, выполняет функцию противодействия обратному поступлению раствора в бурильную колонну при проведении тампонирования скважины, а также позволяет облегчить вес обсадной колонны при ее погружении в раствор.

По принципу действия различают следующие виды обратных клапанов [4]:

- глухие – исключают поступление жидкости в обсадную колонну при спуске;
- дифференциальные – периодически заполняют колонну при определенном перепаде давлений между колонной и затрубным пространством (при этом исключают возможность обратной циркуляции раствора);
- дроссельные – обеспечивают постоянное заполнение колонны раствором при спуске, позволяют проводить промывку скважины обратной циркуляцией.

Дроссельными обратными клапанами типа ЦКОД (рисунок 3.4) оборудуют обсадную колонну при спуске без запорного шара. Его прокачивают в колонну после спуска на заданной глубине. Шар занимает рабочее положение, проходя через резиновые шайбы и диафрагму [3].

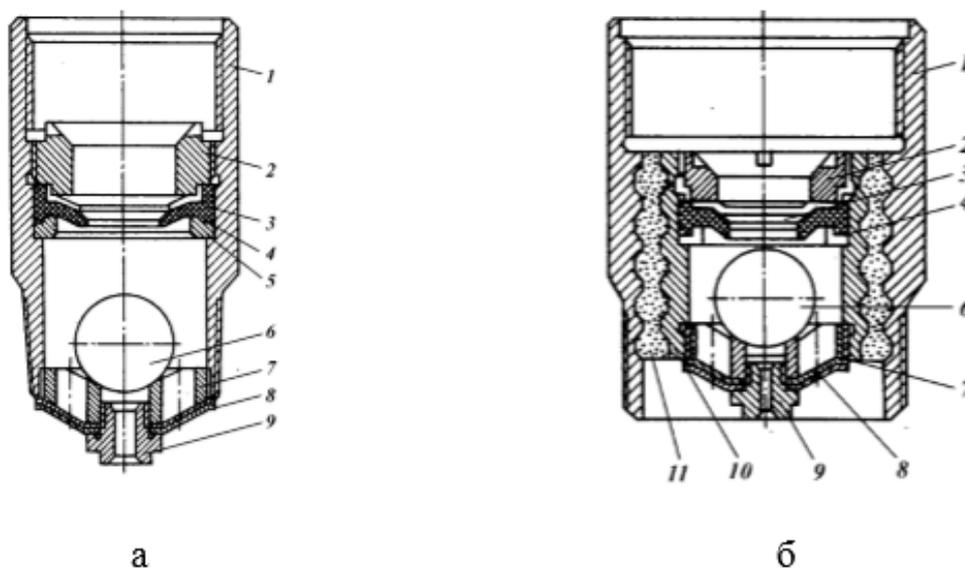


Рисунок 3.4 – Клапаны обратные: а – ЦКОД-1, б – ЦКОД-2: 1 – корпус; 2 – нижняя гайка; 3 – пакет резиновых шайб; 4 – резиновая диафрагма; 5 – опорное кольцо; 6 – шар; 7 – ограничительное кольцо; 8 – резиноканевая мембрана; 9 – дроссель; 10 – чугунная втулка; 11 – бетонная или пластмассовая подвеска

Для посадки разделительной пробки в конце цементирования скважины используется «стоп-кольцо». После посадки пробки рост давления на цементировочной головке свидетельствует о конце продавки тампонажного раствора.

После того, как поймали «СТОП», давление в нагнетательной линии сбрасывается. В результате заполнения затрубного пространства тампонажным раствором, плотность которого больше плотности продавочной жидкости, находящейся в обсадной колонне, тампонажный раствор устремится в трубы. В результате шар 6 прижмется к резиновой диафрагме 4, что предотвратит возврат раствора в обсадную колонну.

3.3 Центраторы обсадных колонн

Центраторы используются для придания центрального положения обсадной колонне, обеспечивая при этом нужный зазор между стенкой скважины и обсадной колонной для облегчения выполнения работ по цементированию скважины.

Применение центраторов обеспечивает снижение сил трения при спуске обсадной колонны, помогают получить равномерную толщину цементного камня в заколонном пространстве во избежание заколонных перетоков, коррозии обсадных труб [3].

Стальные пружинные центраторы (рисунок 3.5) предназначены для надежного центрирования обсадных колонн и "хвостовиков" при спуске в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах.

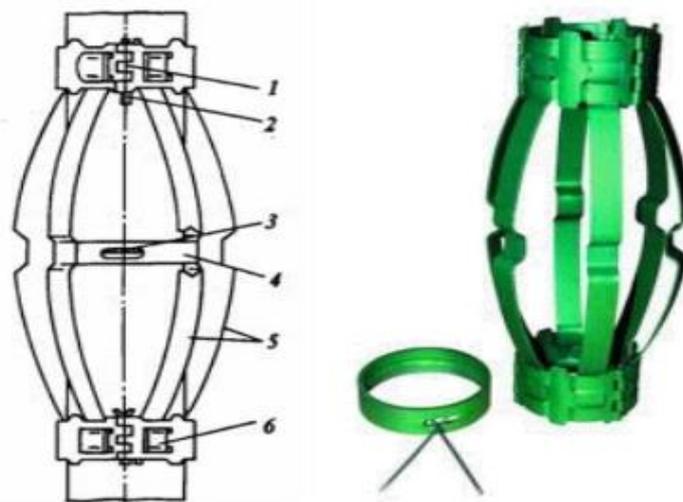


Рисунок 3.5 – Жёстко-упругий центратор: 1 – петлевые проушины; 2 – гвозди; 3 – спиральные клинья; 4 – ограничительные кольца; 5 – пружинные планки; 6 – пазы сегментов

Применение жестко-упругих центраторов обеспечивает равномерный зазор между обсадной трубой и стенками скважины, что улучшает качество цементирования обсадной колонны и предотвращает повреждение фильтров при спуске хвостовика [5].

Жесткие центраторы (рисунок 3.6) применяются при особо тяжелых нагрузках специально для сильнонаклонных и горизонтальных скважин.



Рисунок 3.6 – Жесткие центраторы

Центратор роликовый (рисунок 3.7) состоит из выполненного из полимерных материалов корпуса, в лопастях которого на осях вращаются ролики.



Рисунок 3.7 – Роликовый центратор

Роликовые центраторы наиболее эффективно применять в наклонных и горизонтальных скважинах. Данный вид центраторов существенно снижает коэффициент осевого трения, удерживает колонну соосно скважине.

Роликовые центраторы успешно работают в песчаных пластах, так как такая конструкция трубных центраторов снижает механическое трение более эффективно, чем различные буровые растворы.

Преимущества роликовых центраторов [6]:

- в производстве центраторов используются только высококачественные, коррозионностойкие материалы, что позволяет использовать роликовые центраторы при работе в тяжелых условиях;
- все внутренние диаметры роликовых центраторов выполняются точно в соответствии со всеми размерами обсадных колонн по стандарту API;
- центратор роликовый имеет износостойкие ролики, позволяющие избежать проблем с трением в горизонтальных и наклонных скважинах;
- роликовые центраторы также полезны при извлечении обсадной колонны или насосно-компрессорных труб.

3.4 Турбулизаторы

Турбулизаторы предназначены для турбулизации потока в затрубном пространстве при спуске и цементировании обсадных колонн (повышают степень вытеснения бурового раствора буферной жидкостью, а также повышают степень заполнения каверн цементным раствором).

Особенность турбулизаторов типа ЦТ состоит в том, что их лопасти, закручивающие восходящий поток жидкости вокруг обсадной колонны, изготовлены из армированной кордом резины; достаточно эластичны, чтобы не оказывать заметных сопротивлений при спуске колонны, но достаточно жёстки и прочны, чтобы отклонять восходящий поток жидкости по винтовой линии вокруг колонны [3].

Турбулизатор ЦТ (рисунок 3.8) состоит из неразъемного корпуса 1 и лопастей 2. Лопасти устанавливаются в пазы, прорезанные в корпусе под углом 35° , и крепятся к корпусу металлическими накладками с помощью точечной сварки. Лопасти могут быть металлическими или резиново-кордными. На обсадной трубе турбулизатор крепят с помощью спирального клина 3, забиваемого в кольцевую канавку и отверстие, выполненные в утолщенной части корпуса.

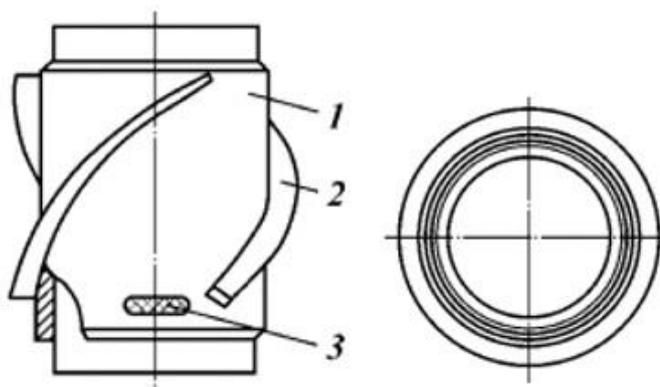


Рисунок 3.8 – Турбулизатор: 1 – корпус; 2 – лопасти; 3 – винтовой клин-стопор

Существует два основных вида центраторов-турбулизаторов (рисунок 3.9) [3]:

- ЦТГ – центраторы-турбулизаторы гидропотока;
- ЦТЖ – центраторы-турбулизаторы жесткие.



Рисунок 3.9 – Центраторы-турбулизаторы: а – ЦТЖ; б – ЦТГ

Конструктивно центраторы-турбулизаторы ЦТЖ и ЦТГ отличаются тем, что корпус центратора-турбулизатора ЦТЖ изготавливается из стали, ребра к корпусу приварены, на колонне крепится при помощи стопорных колец и клиньев, а корпус центратора-турбулизатора ЦТГ изготовлен из алюминия, крепится он на колонне при помощи стопорных винтов через ребра жесткости, расположенные под углом. Центратор-турбулизатор ЦТГ может так же изготавливаться из полимерного материала, обозначение его ЦТГП.

3.5 Скребки

Скребки используются для разрушения глинистой корки на стенках скважины с целью улучшения сцепления тампонажного раствора с породой. Данный эффект наиболее явно проявляется при цементировании скважин с расхаживанием [5].

Скребок корончатый типа СК (рисунок 3.10) состоит из корпуса 2, половинки которого соединяются с помощью штыря 3. Рабочие элементы скребков 1 выполнены из пучков стальной пружинной проволоки и прикреплены к корпусу накладками. Скребок комплектуется стопорным кольцом с фиксирующимся на трубе спиральным клином.

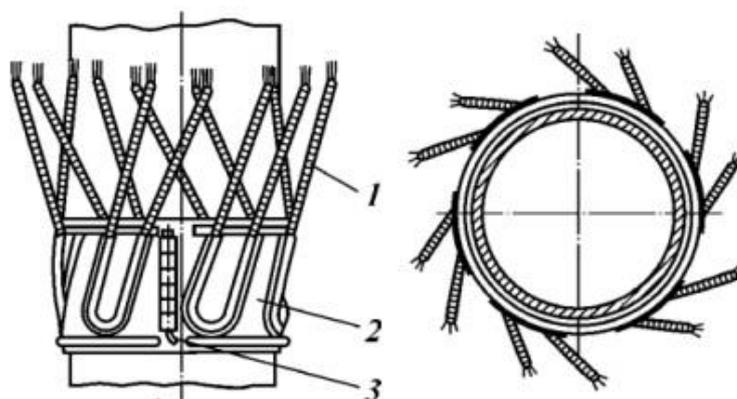


Рисунок 3.10 – Скребок разъемный типа СК: 1 – пружинная стальная проволока; 2 – накладки; 3 – корпус

Скребок устанавливается таким образом, чтобы рабочие элементы с загнутыми внутрь концами были направлены вверх для обеспечения минимального износа элементов при спуске колонны. При движении обсадной колонны вверх рабочие элементы отгибаются и частично разрушают глинистую корку на стенке скважины. Скребки устанавливают выше или ниже центратора.

3.6 Разделительные пробки

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буровым раствором и продавочной жидкостью при цементировании, а также для получения сигнала о посадке пробки на стоп-кольцо [6].

Нижние пробки предназначены для очищения внутренней поверхности колонны обсадных труб от глинистой корки и разделения и предотвращения

смешивания в ней цементного раствора и прокачиваемой впереди буферной жидкости.

Верхняя пробка (рисунок 3.11) необходима для получения скачка давления «СТОП», сигнализирующего об окончании процесса цементирования и для предотвращения смешивания и разделения цементного раствора и продавочной жидкости, прокачиваемых в колонне обсадных труб.

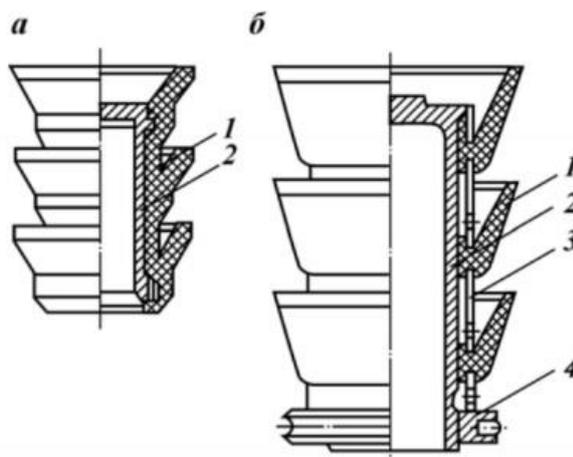


Рисунок 3.11 – Пробки продавочные верхние типа ПП:

а – с пригуммированными резиновыми манжетами; б – с наборными резиновыми манжетами; 1 – резиновые манжеты; 2 – алюминиевый корпус;

3 – дистанционная втулка; 4 – стяжная гайка

Муфта пробки изготавливается из коррозионностойкой резины. Втулка и сердечник пробок – из легко фрезеруемых материалов.

3.7 Цементировочные головки

Цементировочные головки предназначены для обвязки обсадной колонны с наземным цементировочным оборудованием.

В настоящее время серийно выпускаются головки типов ГЦК и ГУЦ (рисунок 3.12). Высота цементировочных головок обоих типов позволяет размещать их в подъемных стропах талевой системы и при соответствующем

оснащении использовать при цементировании с рассаживанием обсадных колонн.

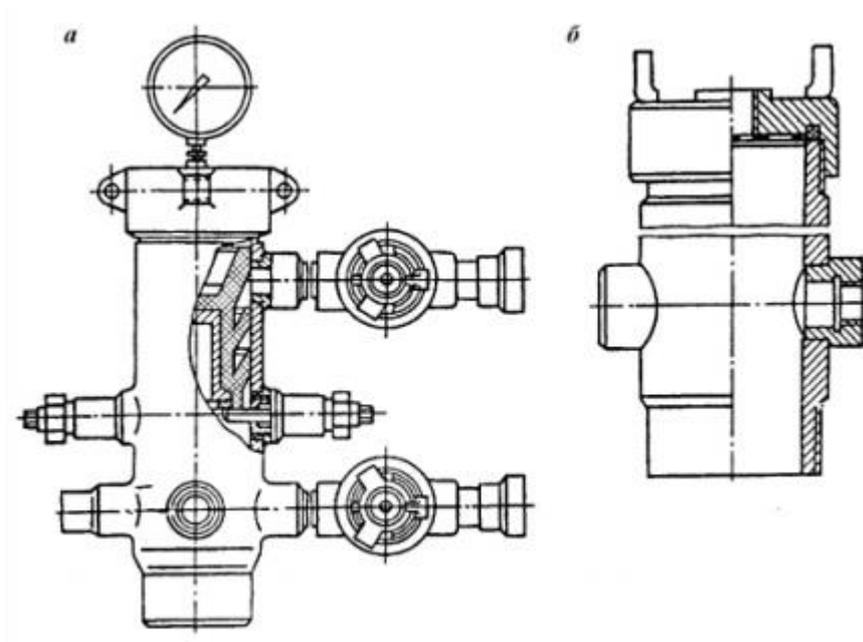


Рисунок 3.12 – Цементи́ровочные головки: а – типа ГУЦ; б – типа ГЦК

Головки цементи́ровочные предназначены для обвязки устья нефтяных и газовых скважин с целью [5]:

- быстроразъёмного и герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементи́ровочных агрегатов или буровых насосов;
- предварительного размещения, фиксирования и последующего освобождения разделительных цементи́ровочных пробок и управляющих элементов для устройств ступенчатого и манжетного цементирования;
- быстрого и беспрепятственного пуска в колонну через головку падающих пробок-бомб управления движением рабочих потоков буферной жидкости, бурового и тампонажного растворов по отношению к разделительным пробкам и управляющим элементам.

3.8 Муфты ступенчатого цементирования

При креплении скважин в ряде случаев возникает необходимость подъема тампонажного раствора за обсадными колоннами на значительную высоту (до 3000 м и более). Обеспечить успешность и высокое качество проведенных операций при подъеме тампонажного раствора на такую высоту за один прием цементирования не всегда возможно. Применяемое в этих случаях цементирование обсадных колонн с подъемом тампонажного раствора на большую высоту в два приема осуществляется с помощью муфт ступенчатого цементирования.

Муфты ступенчатого цементирования МСЦ-1 (рисунок 3.13) предназначены для оснащения обсадных колонн диаметром от 140 до 245 мм и проведения процесса цементирования скважин в две ступени как с разрывом во времени, так и без него. При диаметрах обсадных колонн от 273 до 340 мм используют муфты ступенчатого цементирования МСЦ-2 [7].

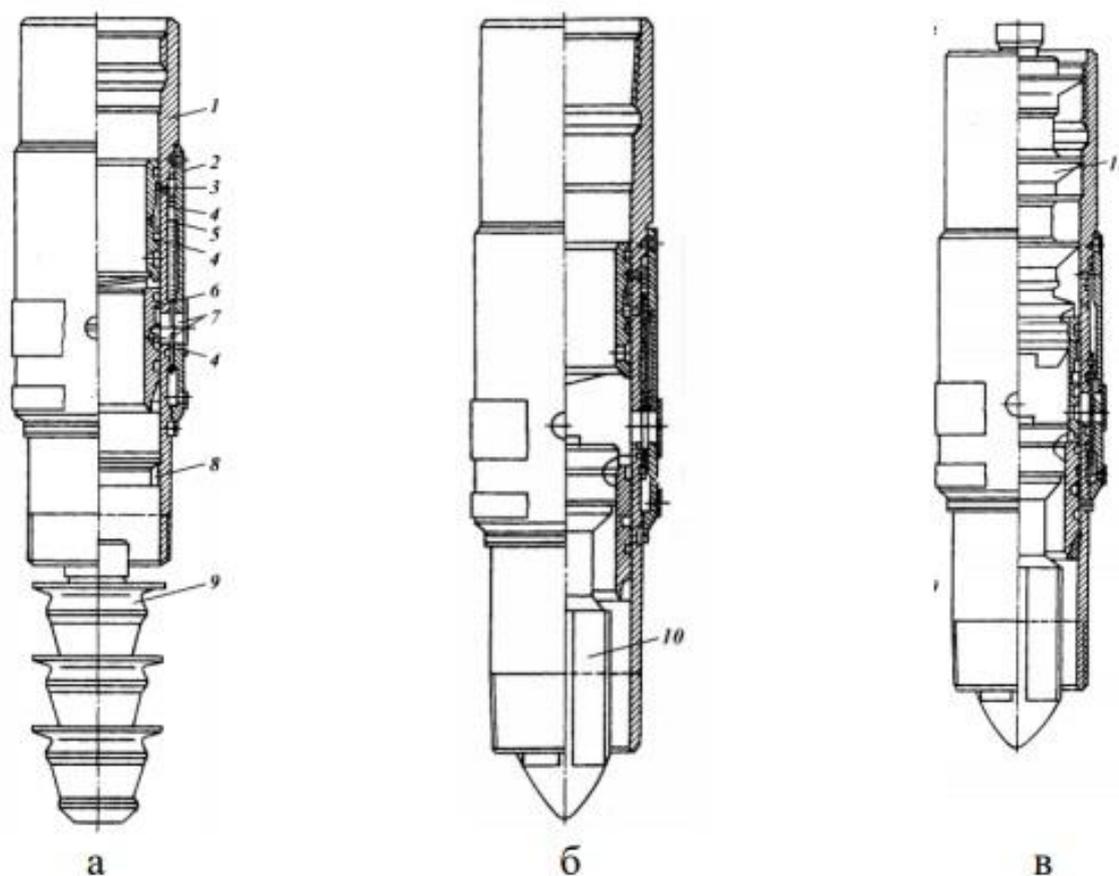


Рисунок 3.13 – Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-1:

а, б, в – различные положения втулки; 1 – корпус; 2 – обойма; 3, 6 – верхняя и нижняя втулки; 4 – срезные винты; 5 – заслонка; 7 – циркуляционное отверстие; 8 – упорное кольцо; 9, 10, 11 – пробки продавочная, падающая и запорная соответственно

3.9 Пакеры

Пакеры изолирующие заклонные разделяют два близко расположенных проницаемых горизонта.

Установленные на обсадной колонне заклонные пакеры разной конструкции обеспечивают надежную изоляцию пластов между собой и предупреждают перетоки нефти, газа или воды через цементное кольцо в затрубном пространстве [6].

Гидромеханический пакер закоронный типа ПЗ-Ц (рисунок 3.14) предназначен для надежного разобщения вскрытых продуктивных пластов от затрубного пространства спущенной обсадной колонны на период затвердения цементного раствора с целью исключения возможности возникновения закоронных перетоков пластового флюида.

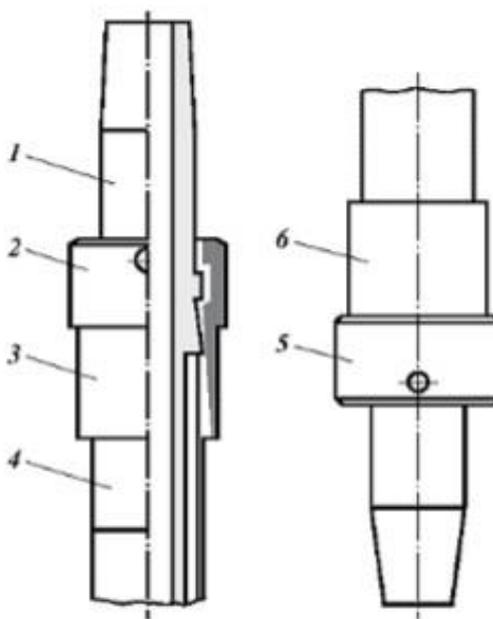


Рисунок 3.14 – Пакер закоронный типа ПЗ-168Ц: 1 – ствол; 2, 6 – гайки верхняя и нижняя; 3, 5 – корпус; 4 – цилиндрическая гильза

Пакер состоит из цилиндрического ствола 1 с центральным осевым и ступенчатым радиальным каналами, а также присоединительными резьбами на концах. Снаружи на стволе концентрично установлены металлические корпуса 3 и 5, концы которых крепятся к стволу с помощью конусов и гаек 2 и 6. А между ними установлена металлическая гильза 4, играющая функции пакера. В ступенчатом радиальном канале ствола размещен обратный клапан.

Пакер устанавливается в нижней части обсадной колонны выше кольца «стоп». Колонну труб спускают в скважину, осуществляют промывку, а затем закачивают цементный раствор. После продавки разделительной пробки и посадки ее на кольцо «стоп» продолжают плавно увеличивать избыточное

давление внутри обсадной колонны до расчетной величины. При этом продавочная жидкость из трубного канала через обратный клапан поступает в полость между стволом и внутренней гильзой пакера. Под действием избыточного внутреннего давления оба цилиндра начинают деформироваться в радиальном направлении, увеличивая свой наружный диаметр, и плотно прижимаются к стенкам скважины [5].

Это обеспечивает надежную герметизацию заколонного пространства над продуктивным пластом. После достижения расчетной величины избыточного давления процесс закачки продавочной жидкости прекращают и после 5-минутной выдержки избыточное давление внутри обсадной колонны стравливают полностью. При этом обратный клапан обеспечивает сохранение избыточного давления внутри пакера. Скважину оставляют в покое на время ОЗЦ, необходимое для схватывания цементного раствора.

3.10 Цементируемые корзины

Цементируемые корзины используются для создания платформы седиментации тампонажного раствора, заполняющего заколонное пространство скважины. Цементируемые корзины бывают сварные и полотняные с металлическими и резиновыми манжетами (рисунок 3.15).



Рисунок 3.15 – Различные варианты исполнения цементируемых корзин

При продавке цементного раствора цементировочная пробка проходит через внутреннюю полость корзины, вследствие чего защита от случайного срабатывания снимается. После получения резкого скачка давления «стоп» на агрегатах повышают внутреннее давление для срабатывания устройства и отсекаания срезных винтов. Вследствие этого лепестковая часть конструкции расправляется и опирается на стенки скважины, создается платформа для оседания цемента и дальнейшего его затвердевания [7].

3.11 Подвески хвостовика

Подвеска хвостовика – устройство, предназначенное для проведения спуска потайной колонны с установкой и закреплением хвостовика в скважине.

Существуют три принципиально различающихся между собой способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин [8]:

- на цементном камне;
- на клиньях;
- на опорной поверхности.

Также большинство подвесок можно распределить по группам в соответствии с механизмом их установки, который бывает либо механическим, либо гидравлическим. Кроме этого, подвески могут быть классифицированы по числу конусов и возможности вращаться после того, как подвеска была установлена.

Цементируемые хвостовики подвешивают как в обсаженном (рисунок 3.16, а), так и в необсаженном стволе скважины (рисунок 3.16, б) непосредственно в процессе их цементирования. При этом подвеска производится в следующей последовательности [8]:

- 1) подъем тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами;
- 2) удаление тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком;

3) отсоединение бурильных труб от хвостовика только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

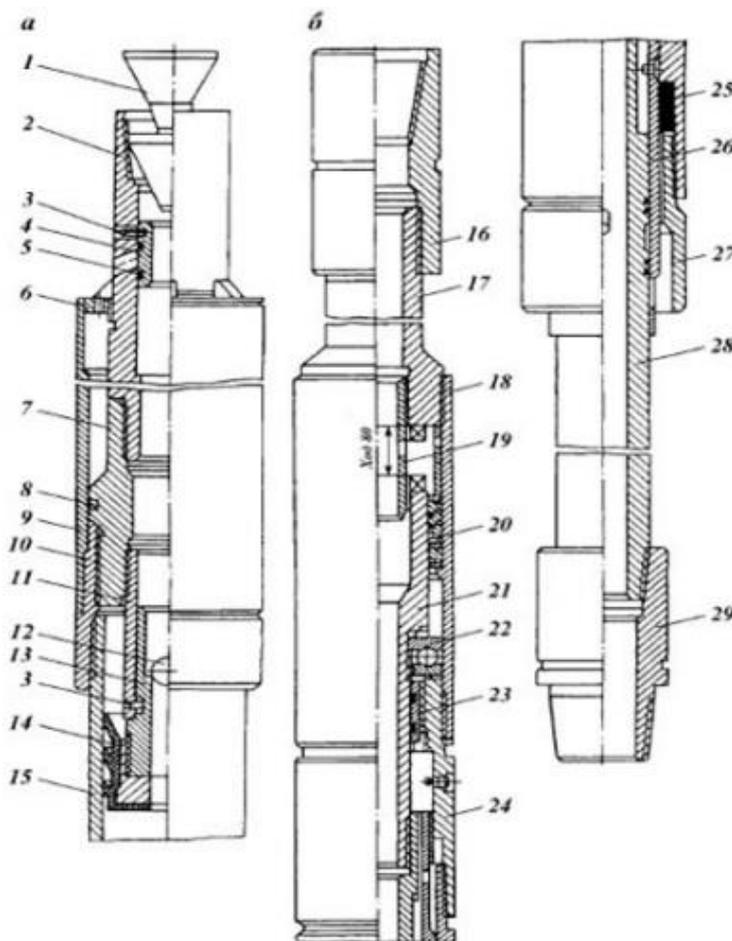


Рисунок 3.16 – Подвеска хвостовика на цементном камне в обсаженном (а) и необсаженном стволе (б): 1 – управляемая пробка; 2 – удлинитель; 3 – срезной штифт; 4 – запорная втулка; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – крышка; 7 – ниппель разъединительный; 8 – манжета; 9 – раструбная часть разъединителя; 10 – муфта разъединителя; 11 – несущий патрубок; 12 – шар; 13 – седло; 14 – подвесная разделительная цементирующая пробка; 15 – обсадная труба; 16 – замковая муфта; 17 – переводник корпуса; 18, 24, 25 – верхняя, средняя и нижняя части корпуса; 19 – патрубок; 20 – манжетные уплотнители; 21, 28 – верхняя и нижняя секции шпинделя; 22 – упорный подшипник качения; 23 – радиальный подшипник скольжения; 26 – золотник; 27 – нажимная гайка; 29 – замковый ниппель

Для подвески хвостовиков, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют схожие устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

Хвостовики, устанавливаемые на клиньях, подвешивают только в обсаженной части скважины. Основной принцип этого способа установки заключается в том, что верхнюю часть хвостовика заклинивают в предыдущей колонне с помощью клиновидных плашек, выдвигаемых в кольцевой межколонный зазор. Для установки хвостовика при таком способе используют «механические», «гидравлические» или «гидромеханические» подвески [8].

Подвесные устройства, устанавливаемые на опорной поверхности, обеспечивают подвеску хвостовиков на различных участках предыдущей обсадной колонны, где расположен специальный упор. Упорами, на которых устанавливают хвостовики, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной предыдущей обсадной колонны. Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1 Общая характеристика предприятия

ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет деятельность в сфере поиска, разведки и добычи углеводородного сырья в трех нефтегазоносных провинциях России – Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

Производственные подразделения компании оснащены техникой и технологиями, адаптированы к местным горно-геологическим, климатическим условиям и позволяют акционерному обществу самостоятельно осуществлять весь комплекс необходимых работ.

Укрепление и расширение ресурсной базы – одна из стратегических задач ПАО «Сургутнефтегаз». По данным на 2020 год компания выполняет значительный объем геологоразведочных работ, расширяет портфель лицензий, стабильно восполняя запасы нефти и газа.

В 2020 году ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляет промышленную эксплуатацию месторождений, которые находятся в Западной Сибири и Восточной Сибири. В сфере добычи нефти и газа компания нацелена на обеспечение объемов производства, позволяющих сохранять баланс между экономической эффективностью и рациональным использованием недр. За счет применения современных технологий и широкого спектра геолого-технических мероприятий ПАО «Сургутнефтегаз» поддерживает уровни добычи на зрелых месторождениях, активно вовлекает в разработку объекты с трудноизвлекаемыми запасами, при этом, активно осваивает перспективные месторождения, формируя новые центры нефтедобычи.

Переработка нефти в ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляется на нефтеперерабатывающем заводе ООО «Производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИНЕФ»).

Предприятие является одним из крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий России и единственным на Северо-Западе страны.

ПАО «Сургутнефтегаз» уделяет внимание производственной деятельности в области добычи и транспортировки газа, увеличению объемов его переработки и росту выработки электроэнергии на собственных электростанциях. Для обеспечения максимальных показателей по использованию попутного нефтяного газа на всех месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз» применяется передовое оборудование.

Важной частью единой системы по сбору и утилизации попутного нефтяного газа является газопереработка. Газоперерабатывающий завод компании – современный комплекс, позволяющий получать сухой отбензиненный компримированный газ, а также жидкие углеводороды, находящие применение в промышленной и хозяйственной деятельности Российской Федерации. Вырабатываемая заводом продукция обладает высокими качественными показателями и соответствует требованиям государственных стандартов Российской Федерации и технических регламентов Таможенного союза.

Основные рынки сбыта компании – регионы Северо-Запада России. Розничная сеть Сургутнефтегаза представлена 5 торговыми компаниями:

- ООО «Калининграднефтепродукт»;
- ООО «Киришиавтосервис»;
- ООО «Новгороднефтепродукт»;
- ООО «Псковнефтепродукт»;
- ООО «СО «Тверьнефтепродукт».

4.2 Схема и описание организационной структуры 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;
8. Центральная инженерно-технологическая служба;
9. Отдел управления персоналом;
10. Юридическая служба.

На рисунке И.1 приложения И представлена организационная структура ПАО «Сургутнефтегаз».

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

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

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

2. Первый помощник бурильщика (4 разряд) следит за состоянием и исправностью бурового оборудования, осуществляет контроль 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.

3. 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 наверху – отцепляет и зацепляет трубы элеватора (свечи)

4. 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 Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора

В данном проекте для качественного выполнения задач бурового раствора была выбрана компания ООО «ПетроИнжиниринг» в качестве поставщика химических реагентов.

ООО «ПетроИнжиниринг» – инжиниринговая компания, специализирующаяся на реализации проектов любой сложности в сфере комплексного обустройства объектов нефтегазовой, нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей от проектирования и

разработки технического задания до ввода объекта в эксплуатацию, включая поставку оборудования, обучение персонала раказчика и постгарантийное обслуживание.

В 2021 году с привлечением сервиса буровых растворов «Инновационной Сервисной Компании «ПетроИнжиниринг» было пробурено 978 нефтяных и газовых скважин, что на 35% превышает показатель 2020 года. Количество инженерных постов по сопровождению буровых растворов в прошлом году составило в среднем 78.

В 2021 году «Инновационная Сервисная Компания «ПетроИнжиниринг» совершила 2262 операции по цементированию скважин на нефтегазовых месторождениях России, выполнив работы на 910 скважинах. Это на 15% превышает аналогичный показатель 2020 года. За отчётный период было переработано рекордное количество тампонажного материала – приготовлено более 62 тысяч тонн цементных смесей. В сравнении с 2020 годом прирост составил 27%.

В ходе расчетов было получено потребное количество химических реагентов для приготовления бурового раствора под все интервалы бурения. Результаты расчета общей стоимости всех компонентов представлены в таблице К.1 приложения К.

Таким образом, общая сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора в процессе строительства скважины составляет 3 миллиона 696 тысяч 400 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

Продолжение таблицы 5.1

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

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

5.3.1 Повышенный уровень шума на рабочем месте

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

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

Продолжение таблицы 5.2

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

Примечания:

- для тонального и импульсного шума ПДУ на 5 дБА меньше значений, указанных в таблице 5.2;
- для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления – на 5 дБА меньше фактических уровней шума в помещениях (измеренных или рассчитанных), если последние не превышают значений таблицы 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 5.3.

Таблица 5.3 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест категории 3 - технологической типа «в»

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

Продолжение таблицы 5.3

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

5.3.3 Отклонение показателей микроклимата от заданных норм в помещении

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

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

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 5.4, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [20].

Таблица 5.4 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

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

5.3.4 Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

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

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

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – 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
Полаты верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.3.5 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:

- о 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 ПБНПП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасностью 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 ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98.

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием, с общей длиной по стволу 3477 метров, на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В процессе проектирования был построен пяти-интервальный профиль скважины. Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора и эксплуатационной колонны.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы и параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление подобрано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями, при бурении интервалов под направление и кондуктор был спроектирован буровой раствор глинистого типа. Для направления – бентонитовый, для кондуктора – полимер-глинистый раствор. При бурении интервала под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем, чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Д. Так как в разрезе скважины имеются многолетнемерзлые породы, был проведен дополнительный расчет на обратное промерзание обсадных колонн в зоне ММП, который подтвердил правильность выбора характеристик обсадных колонн.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ с применением манжеты, которая была установлена над кровлей продуктивного пласта. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК1-14-168х245 К1 ХЛ, ОП5-230/80х35, АФ1-80/65х35.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ 3200/200 ЭУК-2М2, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

В специальной части приведен анализ элементов технологической оснастки обсадных колонн.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет сметной стоимости компонентов для приготовления бурового раствора.

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

Список 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. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.: ил.;
4. Абубакиров В. Ф., Буримов Ю. Г., Гноевых А. Н., Межлумов А. О., Близиюков В. Ю. Буровое оборудование: Справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 494 с.: ил.;
5. Васильев В.А. «Теория и практика заканчивания скважин» практикум – Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2016. – с. 44;
6. Юдин, Алексей Валерьевич. Разработка технологических рекомендаций для вскрытия сложнопостроенных залежей углеводородов горизонтальными скважинами: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.15 / Юдин Алексей Валерьевич; [Место защиты: Ухтин. гос. техн. ун-т]. – Ухта, 2012.- 161 с.: ил.;
7. Булатов А. И., Долгов С. В. Спутник буровика: Справ. пособие: В 2 кн. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». 2006. – Кн. 1. – 379 с.: ил.;
8. Проблемы геологии и освоения недр: труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. Том 2 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 1282с.;

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

Таблица А.1 – Данные по профилю наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	Зенитный угол, град.		Горизонтальное смещение		Длина по стволу, м	
от (верх)	до (низ)			в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	500	500	0	0	0	0	0	500	500
500	576,04	76,04	2,5	0	19,377	12,98	12,98	77,51	577,51
576,04	2633,11	2057,07	0	19,377	19,377	723,5	736,48	2180,59	2758,1
2633,11	2760	126,89	3	19,377	85	163,52	900	218,74	2976,84
2760	2777,5	17,5	0,1246	85	90	400,82	1300,82	401,32	3378,17
2777,5	2777,5	0	0	90	90	98,67	1399,49	98,67	3476,84

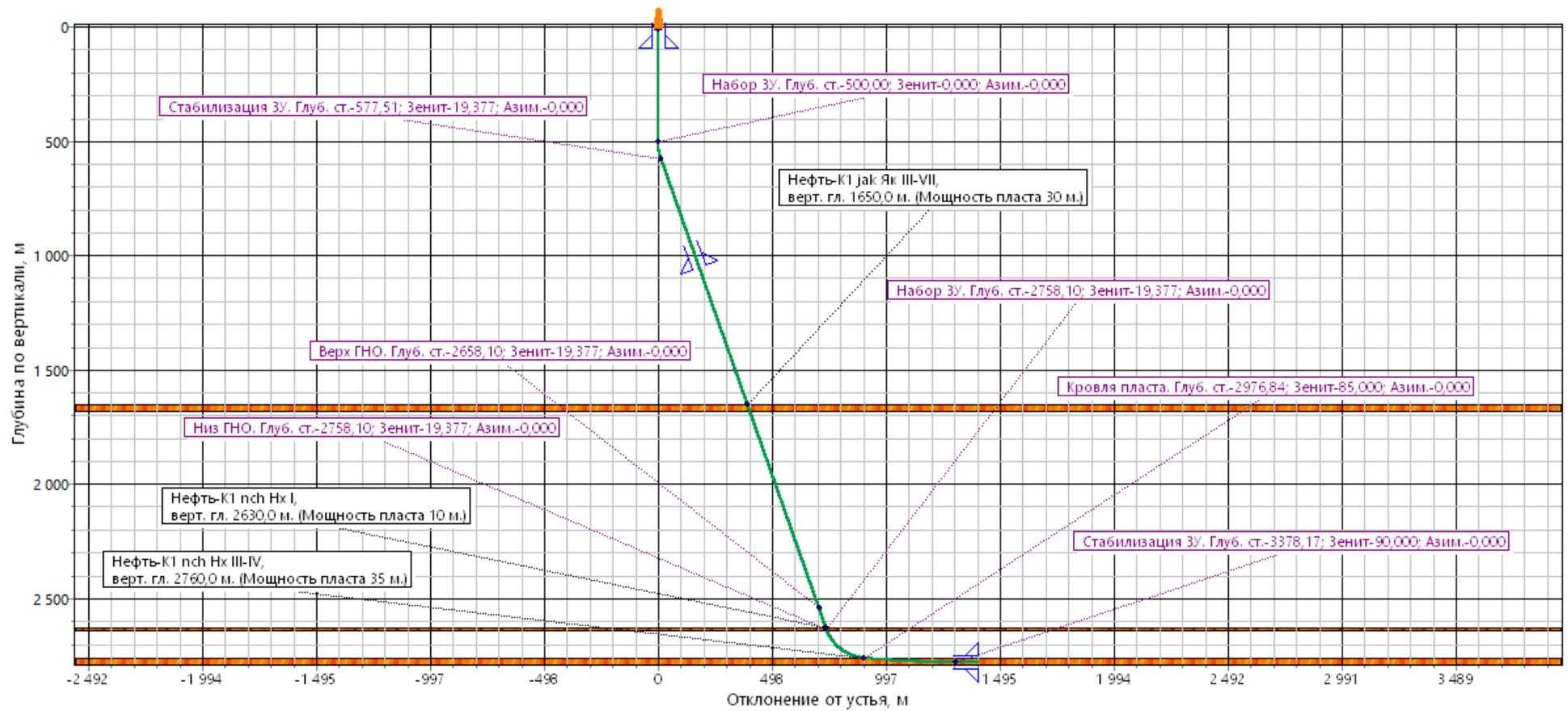


Рисунок А.1 – Проектный профиль скважины

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.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Направление													
0-90 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,4	–	0,160	0,160	–	–	–
	Калибратор	393,7	70,0	–	–	–	0,39	–	0,148	0,308	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	36	0,2140	7,704	8,012	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	53,21	0,0319	1,700	9,712	1,98	>10	>10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Кондуктор													
90-1080 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,39	–	0,088	0,088	–	–	–
	Калибратор	292,0	70,0	–	–	–	0,51	–	0,103	0,191	–	–	–
	Двигатель	240,0	–	–	–	–	8,49	–	2,350	2,541	–	–	–
	НУБТ	215,9	71,4	–	–	–	8,3	0,2550	2,117	4,658	–	–	–
	ЗТС	210,0	140,0	–	–	–	13,5	–	2,000	6,658	–	–	–
	НУБТ	203,0	71,0	–	–	–	8,3	0,2230	1,851	8,508	–	–	–
	УБТ	203,0	80,0	–	–	–	12	0,2140	2,568	11,08	–	–	–
	Яс гидрав.	203,0	69,9	–	–	–	6,8	–	1,325	12,40	–	–	–
	УБТ	178,0	80,0	–	–	–	12	0,1560	1,872	14,27	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	1010	0,0319	32,25	46,52	–	5,40	3,52

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эксплуатационная колонна													
1080-3477 Бурение КНБК №3	Долото	215,9	–	–	–	–	0,37	–	0,045	0,045	–	–	–
	Калибратор	212,0	70,0	–	–	–	0,29	–	0,043	0,088	–	–	–
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	9	–	1,170	1,258	–	–	–
	НУБТ	178,0	57,1	–	–	–	8,3	0,1750	1,453	2,711	–	–	–
	ЗТС	172,0	120,0	–	–	–	15,5	–	1,500	4,211	–	–	–
	НУБТ	178,0	57,1	–	–	–	8,3	0,1750	1,453	5,663	–	–	–
	БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	600	0,0319	19,16	24,83	–	>10	5,79
	УБТ	146,0	68,0	–	–	–	12	0,1030	1,236	26,06	–	–	–
	Яс гидрав.	165,0	69,9	–	–	–	6,8	–	0,818	26,88	–	–	–
	УБТ	146,0	68,0	–	–	–	12	0,1030	1,236	28,12	–	–	–
БТ	127,0	108,6	9,2	Л	ЗП-162-92	2804	0,0319	89,57	117,7	–	2,13	1,95	

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, кг
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение интервала под направление (0-90 м)							
1	III 393,7 М-ЦГВУ (115)	0,4	393,7	–	3-177	Ниппель	160
2	Переводник П 177/152	0,53	225	89	3-177	Муфта	100
					3-152	Ниппель	
3	1-КА 393,7 СТ	0,39	393,7	70	3-152	Муфта	148
					3-177	Муфта	
4	Переводник П 161/177	0,523	225	102	3-177	Ниппель	97,3
					3-161	Муфта	
5	УБТС2-203	36	203	80	3-161	Ниппель	7704
					3-161	Муфта	
6	Переводник П 147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	60
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 152/147	0,517	197	101	3-147	Ниппель	67
					3-152	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-203РС	0,8	203	52	3-152	Ниппель	148
					3-152	Муфта	
9	Переводник П 133/152	0,529	197	89	3-152	Ниппель	63
					3-133	Муфта	
10	ПК-127х9,2 Л	60	127	108,6	3-133	Ниппель	1916
					3-133	Муфта	
11	Переводник П 122/133	0,484	155	95	3-133	Ниппель	35,6
					3-122	Муфта	
12	Шаровый кран КШЦ-146Р1	0,428	146	58	3-122	Ниппель	34
					3-122	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
13	Переводник П 147/122	0,528	178	82	3-122	Ниппель	45
					3-147	Муфта	
14	Переводник П 171/147	0,538	203	101	3-147	Ниппель	61
					3-171	Муфта	
15	ВБТ-152К	16,46	127	80	3-171	Ниппель	2326
					3-152	Муфта	
Бурение интервала под кондуктор (90-1050 м)							
1	БИТ 295,3 ВТ 419 СР (S123)	0,39	295,3	–	3-152	Ниппель	88
2	Переводник П 152/147	0,517	197	101	3-152	Муфта	67
					3-147	Ниппель	
3	1-КА 292,0 СТ	0,505	292	70	3-147	Муфта	103
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 171/152	0,517	203	89	3-152	Ниппель	74,3
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240РС	8,487	240	–	3-171	Ниппель	2350
					3-152	Муфта	
6	Переводник П 171/152	0,517	203	89	3-152	Ниппель	74,3
					3-171	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,46	220	50	3-171	Ниппель	102
					3-171	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-240РС	0,8	220	50	3-171	Ниппель	167
					3-171	Муфта	
9	Переводник П 163/171	0,517	229	101	3-171	Ниппель	103,2
					3-163	Муфта	
10	НУБТ-216	8,3	216	71	3-163	Ниппель	2116,5
					3-163	Муфта	
11	Переводник П 171/163	0,53	229	101	3-163	Ниппель	96,6
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
12	Телесистема АБТС-ЭМ-210	13,5	210	140	3-171	Ниппель	2000
					3-171	Муфта	
13	Переводник П 147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	62,8
					3-147	Муфта	
14	НУБТ-203	8,3	203	71	3-147	Ниппель	1850,9
					3-147	Муфта	
15	Переводник П 161/147	0,517	185	101	3-147	Ниппель	53
					3-161	Муфта	
16	УБТС2-203	12	203	80	3-161	Ниппель	2568
					3-161	Муфта	
17	Переводник П 147/161	0,517	185	101	3-161	Ниппель	60
					3-147	Муфта	
18	Переводник П 171/147	0,538	203	101	3-147	Ниппель	61
					3-171	Муфта	
19	Ясс 4ЯГ-203	6,8	210	70	3-171	Ниппель	1325
					3-171	Муфта	
20	Переводник П 147/171	0,521	203	101	3-171	Ниппель	62,8
					3-147	Муфта	
21	УБТС2-178	12	178	80	3-147	Ниппель	1872
					3-147	Муфта	
22	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
23	ПК-127х9,2 Л	1008	127	108,6	3-133	Ниппель	32195,52
					3-133	Муфта	
Бурение интервала под эксплуатационную колонну (1050–2777,5)							
1	БИТ 215,9 ВТ 613 (S333)	0,37	215,9	–	3-117	Ниппель	45
2	Переводник П 117/117	0,463	140	58	3-117	Муфта	35,44
					3-117	Ниппель	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
3	1-КА 212,0 СТ	0,295	212	70	3-117	Муфта	43
					3-117	Муфта	
4	Переводник П 117/117	0,463	140	58	3-117	Ниппель	35,44
					3-117	Муфта	
5	ДР-178.4.55 ИДТ	9	178	–	3-117	Ниппель	1170
					3-147	Муфта	
6	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-172РС	0,72	176	40	3-133	Ниппель	103
					3-133	Муфта	
8	Обратный клапан КОБ-172РС	0,78	176	52	3-133	Ниппель	110
					3-133	Муфта	
9	Переводник П 133/133	0,5	162	90	3-133	Ниппель	37
					3-133	Муфта	
10	НУБТ-178	8,3	178	57	3-133	Ниппель	1452,5
					3-133	Муфта	
11	Переводник П 147/133	0,524	178	95	3-133	Ниппель	44
					3-147	Муфта	
12	Телесистема АБТС-ЭМ-172	15,5	172	120	3-147	Ниппель	1500
					3-147	Муфта	
13	Переводник П 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	46,1
					3-133	Муфта	
14	НУБТ-178	8,3	178	57	3-133	Ниппель	1452,5
					3-133	Муфта	
15	Переводник П 133/133	0,5	162	90	3-133	Ниппель	37
					3-133	Муфта	
16	ПК-127х9,2 Л	600	127	108,6	3-133	Ниппель	19164
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8
17	Переводник П 121/133	0,484	155	80	3-133	Ниппель	42,6
					3-121	Муфта	
18	УБТС2-146	12	146	68	3-121	Ниппель	1236
					3-121	Муфта	
19	Переводник П 133/121	0,482	155	80	3-121	Ниппель	36
					3-133	Муфта	
20	Ясс 4ЯГ-165	6,8	166	70	3-133	Ниппель	817,5
					3-133	Муфта	
21	Переводник П 121/133	0,484	155	80	3-133	Ниппель	42,6
					3-121	Муфта	
22	УБТС2-146	12	146	68	3-121	Ниппель	1236
					3-121	Муфта	
23	Переводник П 133/121	0,482	155	80	3-121	Ниппель	36
					3-133	Муфта	
24	ПК-127х9,2 Л	2808	127	108,6	3-133	Ниппель	89688
					3-133	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	
	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	90	ПК 127х9	127	Л	9,2	ЗП-162-92	60	1,92	10,46	14,97	15,74
бурение	90	1080	ПК 127х9	127	Л	9,2	ЗП-162-92	1008	32,20	47,50	3,30	3,47
бурение	1080	3477	ПК 127х9	127	Л	9,2	ЗП-162-92	3408	108,85	118,46	1,32	1,39

Приложение В

Таблица В.1 – Компонентный состав бентонитового раствора для бурения интервала под направление

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор pH	Гидроксид натрия, NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1
Структурообразователь	RETRO BENT	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	70
Регулятор жесткости	Кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	1
Понижитель вязкости	Феррохромовый лигносульфонат, ФХЛС-М	Снижение вязкости раствора при попадании глин и диспергируемой твердой фазы	1
Утяжелитель	Барит КБ-3	Регулирование плотности	182

Таблица В.2 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора для бурения интервала под кондуктор

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Гидроксид натрия, NaOH	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	1,2
Кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	1,2
PETRO BENT	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	15
PETRO PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5
PETRO LUBE	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	5,5
PETRO CAP	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации, инкапсулятор	0,15
PETRO PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	0,6
Барит КБ-3	Утяжелитель	Регулирование плотности	209

Таблица В.3 – Компонентный состав биополимерного бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну

Класс	Наименование	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	Гидроксид натрия, NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,4
Регулятор жесткости	Кальцинированная сода, Na ₂ CO ₃	Связывание ионов кальция и магния	0,8
Структурообразователь	Xanthan Petro L	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,4
Понижитель фильтрации	Petro Stab	Регулятор фильтрации	16
Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта (соль)	Хлорид калия, KCl	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	60
Закупоривающие материалы, кольматанты (разного фракционного состава)	Petro Seal S	Регулирование плотности, кольматация каналов	50
Бактерициды	Petro Cide	Защита от микробиологической деструкции	0,4
Пеногасители	Petro Def U	Предотвращение пенообразования	0,4
Утяжелитель	Микрокальцит	Регулирование плотности	51

Таблица В.4 – Технологические параметры бентонитового раствора

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

Таблица В.5 – Технологические параметры полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,18
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	20
ДНС, дПа	80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	38/75
Водоотдача, см ³ /30 мин	10
рН	9
Содержание песка, %	1,4

Таблица В.6 – Технологические параметры биополимерного бурового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,1
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	10
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30/40
Водоотдача, см ³ /30 мин	3
рН	8
Содержание песка, %	0,2

Таблица В.7 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0-90

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	90	90	393,7	–	1,2	13,15
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,11
Расчетные потери бурового раствора при очистке						7,16
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						0,36
Объем раствора в конце бурения интервала						58,15
Потребное количество бурового раствора на интервале						65,77
Потребное количество бурового раствора с запасом						65,77
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						23,26

Таблица В.8 – Потребное количество бурового раствора под интервал 90-1080

Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
90	1080	990	295,3	306,9	1,21	88,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						0,98
Расчетные потери бурового раствора при очистке						48,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						4,14
Объем раствора в конце бурения интервала						182,4
Потребное количество бурового раствора на интервале						235,72
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						23,26
Потребное количество бурового раствора с запасом						242,84
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						–

Таблица В.9 – Потребное количество бурового раствора под интервал 1080-3477

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
1080	3477	2397	215,9	228,7	1,212	150,73
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						3,14
Расчетные потери бурового раствора при очистке						88,3
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						11,748
Объем раствора в конце бурения интервала						306,45
Потребное количество бурового раствора на интервале						409,63
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						–
Потребное количество бурового раствора с запасом						452,17

Таблица В.10 – Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
NaOH	Регулятор щелочности (Ph)	25	65,77	2,63	291,41	11,66	180,87	7,23	538,05	22
Na ₂ CO ₃	Регулятор жесткости	25	65,77	2,63	291,41	11,66	361,73	14,47	718,92	29
PETRO BENT	Структурообразователь	900	4604,05	5,12	3642,61	4,05	–	–	8246,66	10
PETRO PAC HV	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	–	–	121,42	4,86	–	–	121,42	5
PETRO LUBE	Смазочная добавка	200	–	–	1335,62	6,68	–	–	1335,62	7
PETRO PAC LV	Низковязкий понизитель фильтрации	25	–	–	145,70	5,83	–	–	145,70	6
ФХЛС-М	Понизитель вязкости	25	65,77	2,63	–	–	–	–	65,77	3
Барит КБ-3	Утяжелитель	1500	11970,53	7,98	50753,73	33,84	–	–	62724,26	42
PETRO CAP	Понизитель фильтрации	25	–	–	36,43	1,46	–	–	36,43	2
XANTHAN PETRO L	Структурообразователь	25	–	–	–	–	1537,37	61,49	1537,37	62
PETRO STAB	Понизитель фильтрации	25	–	–	–	–	7234,68	289,39	7234,68	290
KCl	Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта	800	–	–	–	–	27130,05	33,91	27130,05	34
PETRO SEAL S	Закупоривающий материал, кольматант	1000	–	–	–	–	22608,37	22,61	22608,37	23
PETRO CIDE	Бактерицид	200	–	–	–	–	180,87	0,90	180,87	1
PETRO DEF U	Пеногаситель	200	–	–	–	–	180,87	0,90	180,87	1
Микрокальцит	Утяжелитель	1000	–	–	–	–	23060,54	23,06	23060,54	24

Приложение Г

Таблица Г.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	90	Бурение	0,527	0,058	Периферийная	4	14,3	109,4	596
Под кондуктор									
90	1080	Бурение	0,717	0,08	Периферийная	6	14,3	56,8	123
Под эксплуатационную колонну									
1080	3477	Бурение	1,167	0,111	Периферийная	8	9	80,1	170

Таблица Г.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	90	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	160	232,7	100	122	35,14	70,27
90	1080	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	160	232,7	100	95	27,36	54,72
1080	3477	Бурение	УНБТ-950	2	0,95	140	309,7	100	91	20,38	40,77

Таблица Г.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	90	Бурение	113,5	84,8	0	18,5	0,2	10
90	1080	Бурение	197,4	22,5	74,2	88	2,7	10
1080	3477	Бурение	253,7	41,7	43,1	141,1	17,8	10

Приложение Д

Таблица Д.1 – 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	19,1	3,8	1030	3,82	МБП-СМ	267,35
		15,3		15,28	МБП-МВ	229,16
Продавочная жидкость	6,092		1000	–	Тех.вода	–
Нормальной плотности тампонажный раствор	5,729		1820	3,87	ПЦТ-II-50	7 160
					НТФ	2,35

Таблица Д.2 – 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	10,8	2,15	1030	2,15	МБП-СМ	150,84
		8,62		8,62	МБП-МВ	129,29
Продавочная жидкость	45,25		1000	–	Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	33,89		1450	28,51	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	24 217
					НТФ	13,89
Нормальной плотности тампонажный раствор	4,506		1820	3,04	ПЦТ-II-50	5 632
					НТФ	1,85

Таблица Д.3 – 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	6,67	1,3	1030	1,33	МБП-СМ	93,37
		5,3		5,34	МБП-МВ	80,03
Продавочная жидкость	51,962		1000	–	Тех.вода	–
Облегченный тампонажный раствор	23,974		1450	20,17	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	17 131
					НТФ	9,83
Нормальной плотности тампонажный раствор	21,427		1820	14,46	ПЦТ-II-100	26 778
					НТФ	8,79

Приложение Е

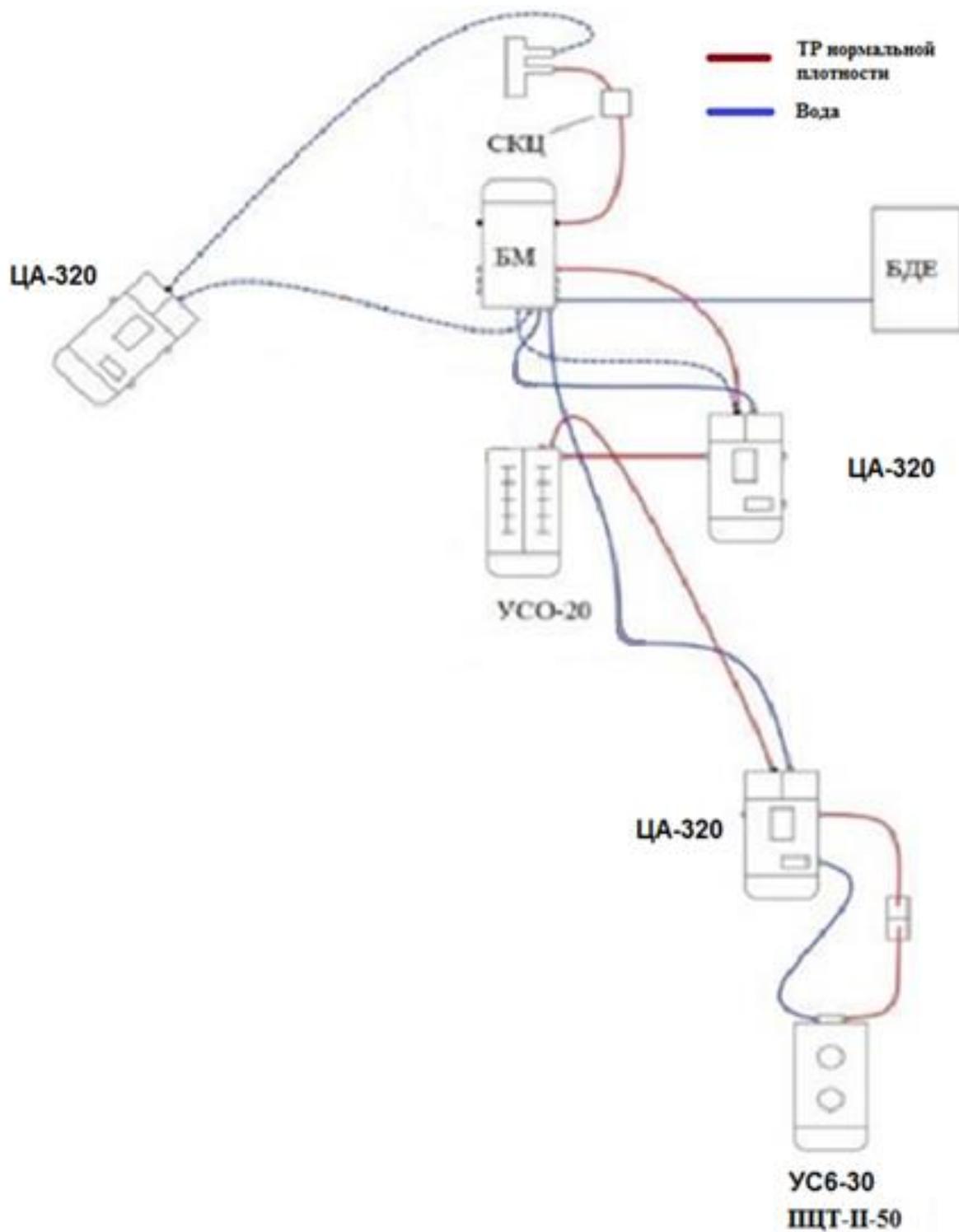


Рисунок Е.1 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для направления

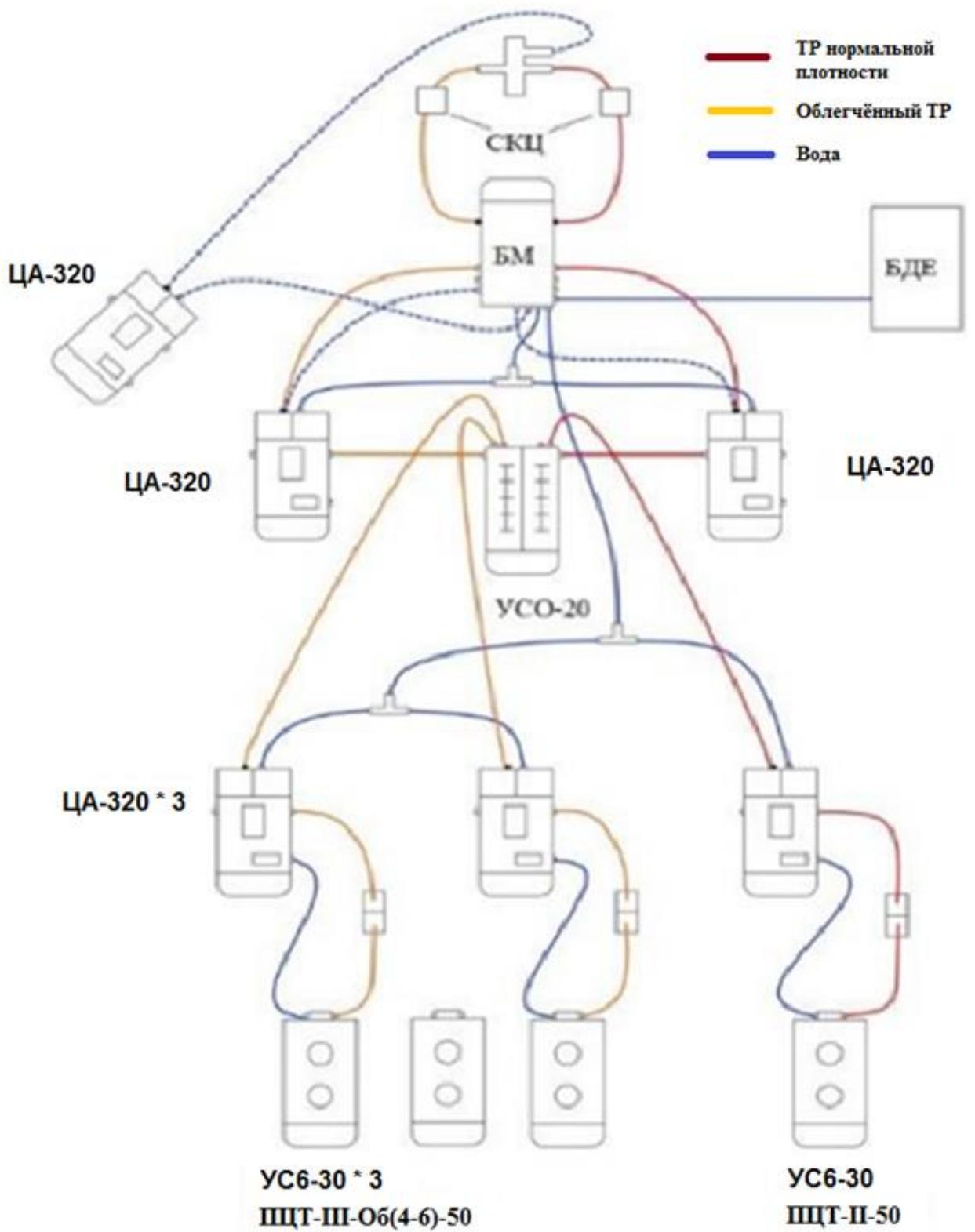


Рисунок Е.2 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для кондуктора

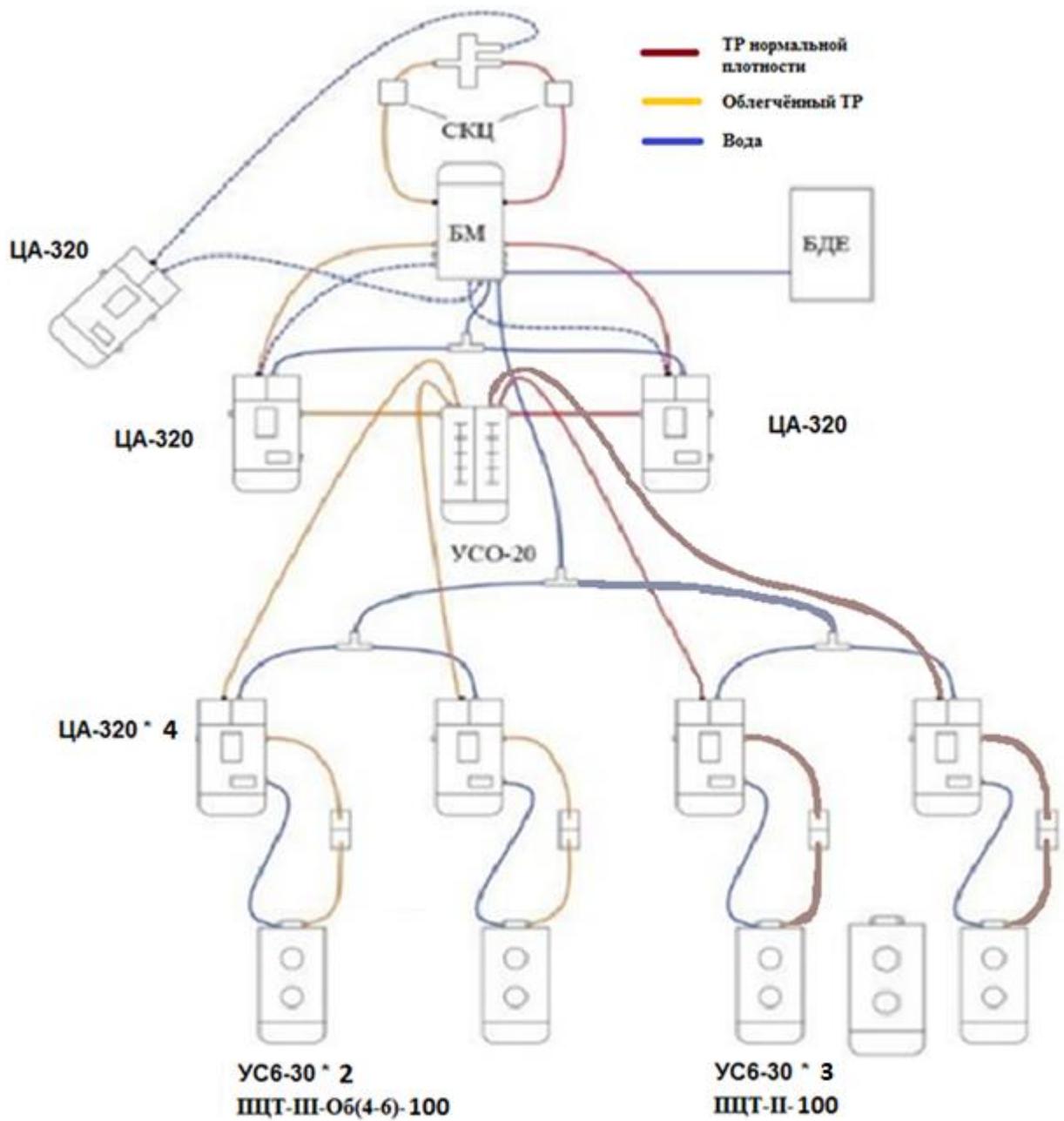


Рисунок Е.3 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования для эксплуатационной колонны

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Эксплуатационная, 168,3 мм 127 мм	БКМ-127 («Уралнефтемаш»)	3480	3480	1	1
	ЦКОД-168 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
	ЦПЦ-168/216 («НефтьКам»)	0	1030	21	151
		1030	1130	10	
		1130	1716	20	
		1716	1748	4	
		1748	2755	34	
		2755	2766	1	
		2766	2960	7	
		2960	2980	2	
	ЦПЦ-127/216 («НефтьКам»)	2980	3000	2	
		3000	3475	48	
		3475	3480	2	
	ЦТ-168/216 («НефтьКам»)	1706	1758	3	44
		2691	2745	3	
		2745	2776	2	
		2776	2980	11	
	ЦТ-127/216 («НефтьКам»)	2980	3480	25	
	ПРП-Ц-Н-168 («Уралнефтемаш»)	2970	2970	1	1
	ПРП-Ц-В-168 («Уралнефтемаш»)	2960	2960	1	1
ПГМЦ1.168 («ЗЭРС»)	2980	2980	1	1	

Продолжение таблицы Ж.1

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		от (верх) по стволу	до (низ) по стволу		
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1080	1080	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1070	1070	1	1
	ЦПЦ-245/295 («НефтьКам»)	0	20	2	44
		20	40	1	
		40	140	10	
		140	500	9	
		500	1075	20	
	1075	1080	2		
ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1070	1070	1	1	
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	90	90	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	6
		20	85	2	
		85	90	2	
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	80	80	1	1	

Приложение И

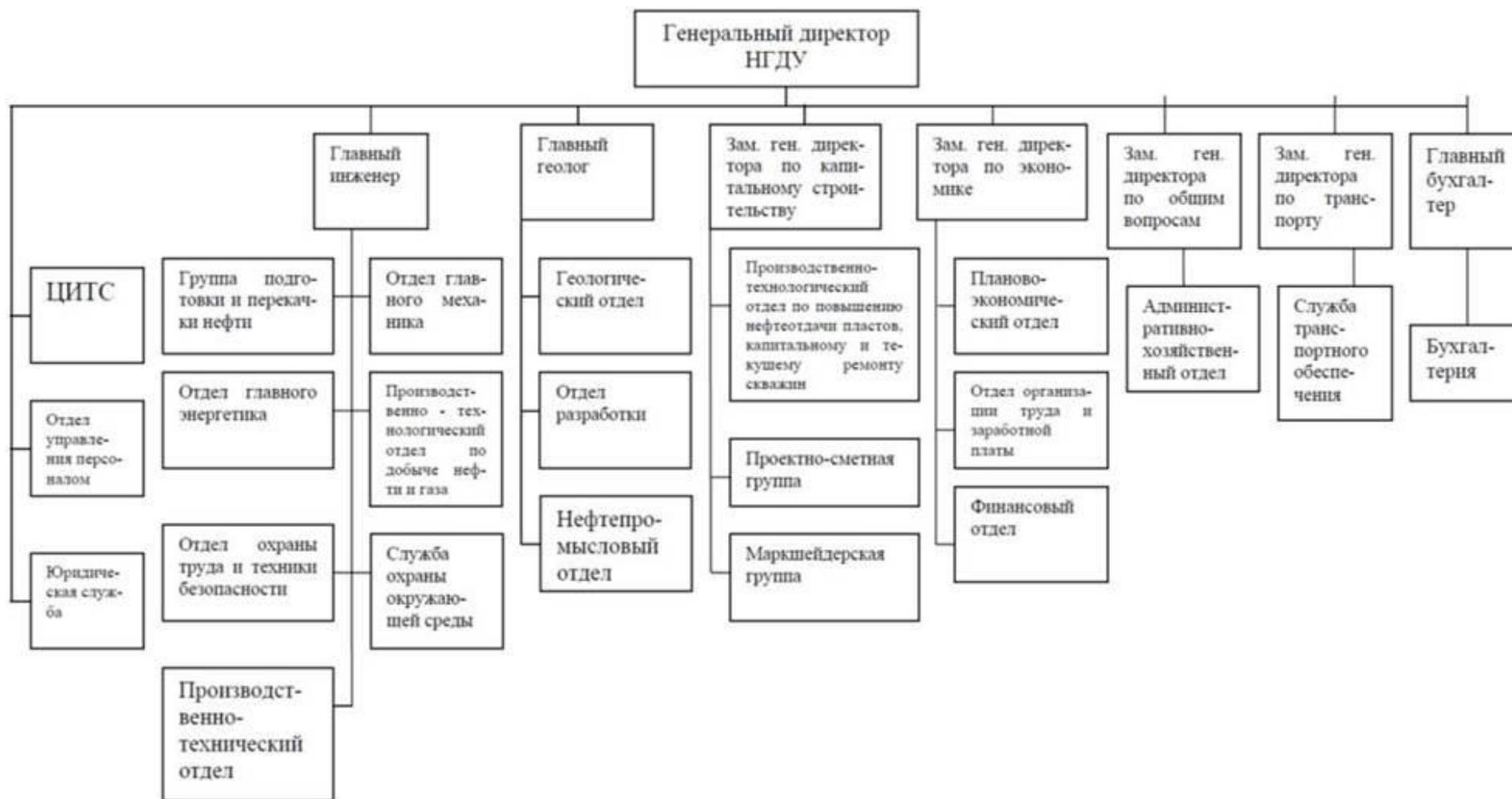


Рисунок И.1 – Организационная структура ПАО «Сургутнефтегаз»

Приложение К

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

Наименование материала	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов								Стоимость реагента	
		направление		кондуктор		ЭК. колонна		итого		упаковка	итого
	кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	руб	руб
NaOH	25	65,77	2,63	291,41	11,66	181,03	7,24	538,21	22	2600	57200
Na2CO3	25	65,77	2,63	291,41	11,66	362,05	14,48	719,23	29	9800	284200
PETRO BENT	900	4604,05	5,12	3642,61	4,05	–	–	8246,66	10	11700	117000
PETRO PAC HV	25	–	–	121,42	4,86	–	–	121,42	5	55000	275000
PETRO LUBE	200	–	–	1335,62	6,68	–	–	1335,62	7	2000	14000
PETRO PAC LV	25	–	–	145,70	5,83	–	–	145,70	6	50000	300000
ФХЛС-М	25	65,77	2,63	–	–	–	–	65,77	3	6000	18000
Барит КБ-3	1500	11970,5	7,98	50753,73	33,84	–	–	62724,26	42	8100	340200
PETRO CAP	25	–	–	36,43	1,46	–	–	36,43	2	2500	5000
XANTHAN PETRO L	25	–	–	–	–	1538,73	61,55	1538,73	62	18000	1116000
PETRO STAB	25	–	–	–	–	7241,07	289,64	7241,07	290	1600	464000
KCl	800	–	–	–	–	27154,01	33,94	27154,01	34	14000	476000
PETRO SEAL S	1000	–	–	–	–	22628,34	22,63	22628,34	23	6100	140300
PETRO CIDE	200	–	–	–	–	181,03	0,91	181,03	1	25000	25000
PETRO DEF U	200	–	–	–	–	181,03	0,91	181,03	1	4500	4500
Микрокальцит	1000	–	–	–	–	23080,91	23,08	23080,91	24	2500	60000