

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Надояхскую свиту нефтяного месторождения

622.143:622.243.22:622.323

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Ахатов Еккубек Еркин угли		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	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 ОБД	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
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	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
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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
		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
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)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общетехнические знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и

		применяет основные законы химии И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа,

		основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
		И.ОПК(У)-5.5 Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–1 Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при строительстве скважин
			ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин
			ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических 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
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)–4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)–5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)–5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин
			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) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				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 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

Инженерная школа природных ресурсов
Бурение нефтяных и газовых скважин
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Ахатов Еккубек Еркин угли

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Надояхскую свиту нефтяного месторождения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

1. Геологические условия бурения
2. Особые условия бурения: произвести расчет на смятие колонн в зоне ММП
3. Интервал отбора керна: во всех продуктивных пластах
4. Тип профиля: вертикальный
5. Объект испытания в процессе бурения: все продуктивные пласты
6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения
7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать
8. Диаметр эксплуатационной колонны: выбрать
9. Способ цементирования (выбрать согласно расчетам): одно/двухступенчатый
10. Конструкция забоя: зацементированная колонна

	11. Способ освоения скважины (выбрать): тип перфорации и способ притока
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ 1.2. Геологические условия бурения 1.3. Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4. Зоны возможных осложнений 1.5. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 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 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2. Расчёт объёма тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчёт объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчёт режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки

	3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Общая и геологическая часть

2. Технологическая часть

3. Пути совершенствования конструкций, эксплуатационных характеристик винтовых забойных двигателей

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

5. Социальная ответственность

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.х.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Ахатов Еккубек Еркин угли		

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 ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студент:

Группа	ФИО
2Б8В	Ахатов Екуббек Еркин угли

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	СНИП IV-5-82. Сборник 49. Скважины на нефть и газ; рыночные цены.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы времени на бурение согласно ЕНВ; расходование ресурсов согласно технологической части проекта.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Взносы во внебюджетные организации – 30%; НДС – 20%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Потенциальные потребители проекта; SWOT-анализ.
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Нормативная карта строительства скважины; линейный график проведения работ.
3. <i>Составление сметы инженерного проекта</i>	Сметный расчет стоимости бурения и крепления скважины; сводный сметный расчет.
4. <i>Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков</i>	Расчет интегральной финансовой эффективности внедрения новой технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Матрица SWOT
2. Линейный календарный график
3. Нормативная карта

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Ахатов Екуббек Еркин угли		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студент:

Группа	ФИО
2Б8В	Ахатов Екуббек Еркин угли

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Надояхскую свиту нефтяного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Буровая вышка на нефтяном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ) Предназначенное для строительства вертикальной скважины. Основная рабочая зона, стол ротора.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– СП 52.13330.2011 – СНиП 2.04.05-91 – МР 2.2.7.2129-06 – ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ – ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ – Приказ от 12.03.2013г. №101 – Р 3.5.2.2487-09 – РД 10-525-03 – ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ – РД 51-1-96 – ППРФ от 23.02.1994 №140 – РД 39-1.13-057-2002
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: – производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды; – производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей; – производственные факторы, связанные со световой средой; – производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; – повреждения в результате контакта с насекомыми. Опасные факторы: – производственные факторы, связанные с электрическим током; – движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – пожароопасность; – взрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	– загрязнение атмосферного воздуха; – нарушение гидрогеологического режима;

	– загрязнение поверхностных водных источников и подземных вод; – повреждение почвенно-растительного покрова.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– анализ возможных чрезвычайных ситуаций; – мероприятия по устранению ЧС ГНВП, пожары.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Ахатов Екуббек Еркин угли		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 145 страниц, 56 таблиц, 23 рисунков, 47 литературных источников, 7 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, наклонно-направленная скважина, газ, нанотехнология, наножидкости.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина (Надояхская свита) на нефтяном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Целью работы является проектирование разведочной вертикальной скважины на Надояхскую свиту нефтяного месторождения ЯНАО.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной по стволу 1355 метров.

В специальной части проекта рассмотрено использование наночастиц в буровых растворах.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на буровых растворах.

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

Сокращения

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

НЧ – наночастицы;

ЯНАО – Ямало-ненецкий автономный округ;

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ПРИ – породоразрушающий инструмент;

БКП – башмак колонный;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ПРП-Ц – пробка разделительная продавовочная цементирующая.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	23
1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	25
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ.....	25
1.2 Геологические условия бурения	27
1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади).....	27
1.4 Зоны возможных осложнений	28
2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	29
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины.....	29
2.2 Обоснование конструкции скважины	29
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	29
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	29
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	30
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	31
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	32
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.....	32
2.3 Проектирование процессов углубления	34
2.3.1 Выбор способа бурения.....	34
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	34
2.3.3 Выбор типа калибратора	35
2.3.4 Выбор бурголовки и режимов бурения	36
2.3.5 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	37
2.3.6 Расчет частоты вращения долота.....	37
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	38
2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	40
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	41
2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	45
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	46
2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность.....	46
2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений.....	47

2.4.1.2	Расчёт внутренних избыточных давлений	49
2.4.2	Расчёт процессов цементирования скважины.....	51
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	55
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	56
2.5	Выбор буровой установки.....	59
3.	НАНОЧАСТИЦЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ	61
3.1	Общие сведения о наночастицах.....	61
3.2	Исследование влияния наночастиц на реологические свойства буровых растворов	63
3.3	Исследование фильтрационной способности буровых растворов, содержащих наночастицы.....	68
3.4	Смазывающая способность бурового раствора и прихват	73
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	78
4.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия.....	78
4.1.1	Основные направления деятельности предприятия	78
4.1.2	Организационная структура предприятия	79
4.2	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины	80
4.2.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины..	80
4.2.2	Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения.....	82
4.2.3	Линейных календарный график выполнения работ	83
4.3	Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины.....	84
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.1.1	Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	88
5.1.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	88
5.2	Производственная безопасность.....	89
5.2.1	Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия	90
5.2.2	Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	94

5.3 Экологическая безопасность.....	97
5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду.....	97
5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	99
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	101
5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин.	101
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.	101
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	103
Список использованной литературы.....	104
Приложения А	108
Приложение Б.....	118
Приложение В	120
Приложение Г	122
Приложение Д	127
Приложение Е.....	133
Приложение Ж	135

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Особенностью строительства данной скважины является отбор керна во всех нефтеносных пластах.

В данной скважине на интервале 0-513 наблюдаются высокие коэффициенты кавернозности которые достигают до 1,5. В интервале 0-260 м наблюдается зона ММП.

Данный разрез скважины представлен преимущественно алевролитами, глинами, алевролитами и песчаниками. Продуктивный пласт представлен алевролитами, песками и песчаниками.

В разрезе имеются 1 водоносный и 5 нефтеносных горизонтов, которые не пересекаются.

Все пласты характеризуются нормальными пластовыми давлениями. Максимальная температура достигает 36,7 °С.

В интервале продуктивного нефтяного пласта ожидаются нефтегазоводопроявления, прихваты, осыпи и обвалы стенок скважины и поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо контролировать

репрессию на пласт, придерживаться высокой скорости бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны.

Целью работы является разработка технического проекта на строительство вертикальной разведочной скважины на нефтяном месторождении (ЯНАО), полностью соответствующего реальному проекту на скважину, который может быть применен буровой компанией при строительстве скважин.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой проект на строительство эксплуатационной скважины на нефть. Проект включает в себя решения во всех основных сферах проектирования: технологической, обслуживающей, безопасности труда, охраны окружающей среды и экономической.

1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Характеристика района бурения скважины представлена в таблице 1.1. Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Географическая характеристика района строительства

Наименование	Значение
Месторождение (площадь)	Суровое
Характер рельефа	Равнина
Покров местности	Тундра
Заболоченность	Высокая
Административное - республика; - область (край) - район	РФ Тюменская Ямало-Ненецкий
Температура воздуха, °С - среднегодовая - наибольшая летняя - наименьшая зимняя	-10 +25 -63
Максимальная глубина промерзания грунта, м:	2,2
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	240
Продолжительность зимнего периода в году, сутки	210
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо, Северо- Западный
Наибольшая скорость ветра, м/с:	до 30
Метеорологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля - подошва	-
Геодинамическая активность	Низкая

Таблица 1.2 – Экономическая характеристика района строительства и пути сообщения

Наименование	Значение
Электрификация	ЛЭП Резервный источник – ДЭС-200
Теплоснабжение	Котельная ПКН-2
Основные пути сообщения и доставки грузов - в летнее время - в зимнее время	по воздуху на вертолетах автотранспорт по зимникам



Рисунок 1.1 – Обзорная карта района работ

1.2 Геологические условия бурения

Стратиграфическая характеристика разреза представлена представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2.

Геокриологическая характеристика разреза представлена в таблице А.3.

В таблице А.4 представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.5

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

Продуктивные горизонты (942-1000; 1000-1030; 1050-1080; 1150-1200; 1300-1340) представлены песчаниками, алевролитистыми песчаниками и глинами.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

В интервале 1292-1500 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 0,21 кгс/см² на м.

1.3 Характеристика газонефтеводности месторождения (площади)

Характеристика нефтеносности и водоносности месторождения представлены в таблицах Б.1, Б.2 (приложение Б).

Разрез представлен пятью нефтеносными и 1 водоносным пластами. Проектирование скважины производится для разведки и отбора керна в интервалах всех продуктивных пластов. Конструкция скважины проектируется таким образом, что неизбежно вскрытие всех водоносных горизонтов в процессе бурения.

1.4 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.6 приложения А.

Самыми распространенными осложнениями являются осыпи и обвалы. Поэтому необходимо поддерживать оптимальную плотность раствора и низкую водоотдачу. Также по всему разрезу присутствуют прихватоопасные зоны. Для предупреждения прихватов необходимо вводить в буровой раствор смазочные добавки, поддерживать вязкость и СНС на минимально допустимом уровне.

2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

По техническому заданию данные по профилю: длина вертикального участка 1355 м.

Профиль скважины – вертикальный.

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

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Так как скважина разведочная, то выбираем закрытый тип забоя скважины. Конструкция забоя предоставлена на рисунке 2.1.

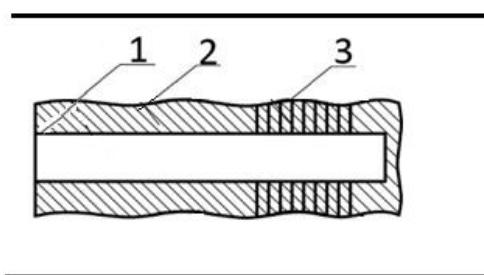


Рисунок 2.1 – Конструкция закрытого забоя:

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

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений наглядно показывает изменение градиентов пластовых давлений на всей глубине скважины, градиентов давлений

гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.2.

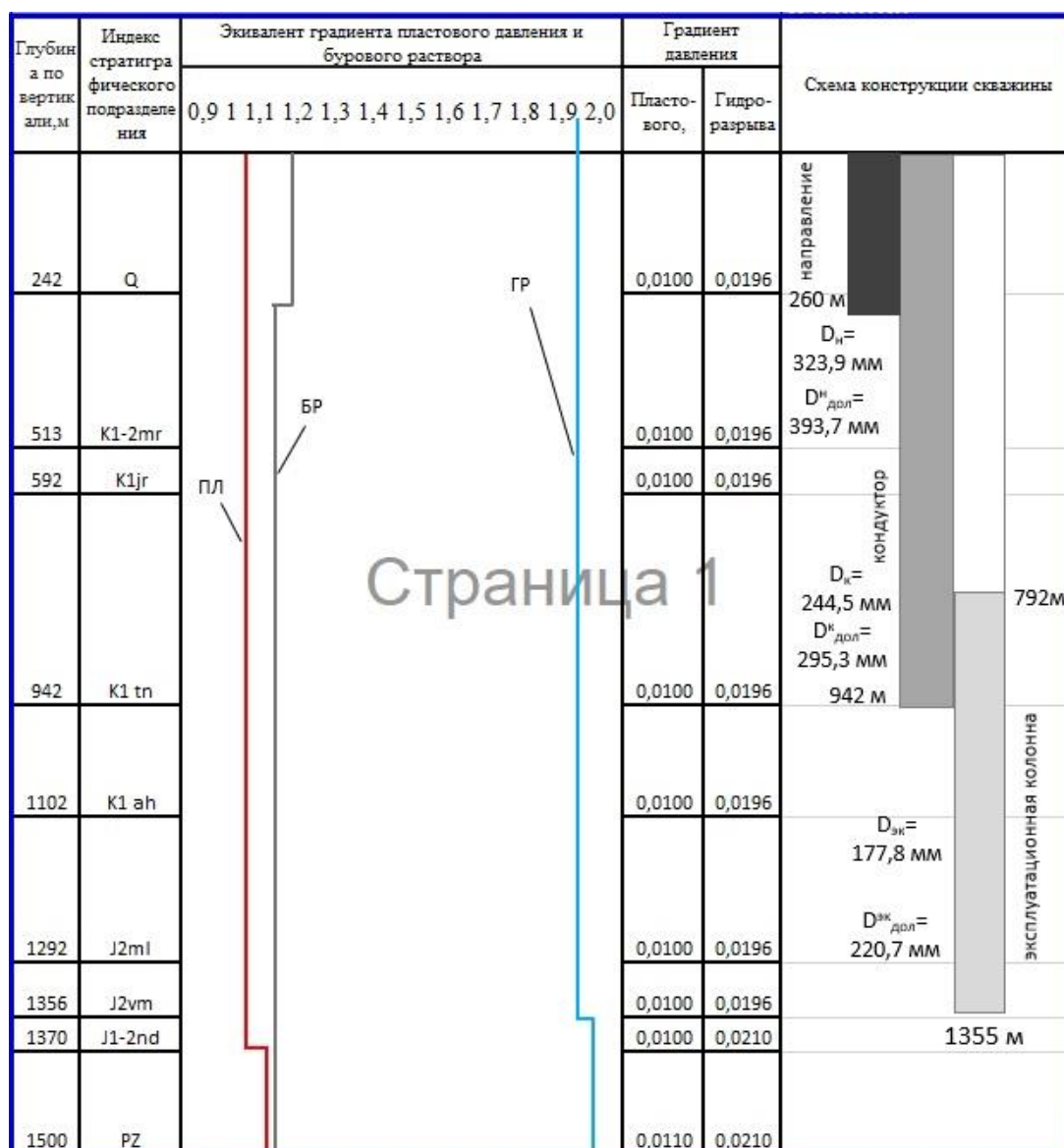


Рисунок 2.2 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Проанализировав данный график можно заключить, что интервалы с несовместимыми условиями бурения отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктора, а также перекрытия интервала ММП. Рекомендуется спускать направление с учетом

перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 242 м четвертичные отложения, но ММП залегают на 260 м то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 260 м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Исходя из расчетов (Таблица 2.1), было принято решение спускать кондуктор на 942 м.

Таблица 2.1 – Расчет глубины спуска кондуктора

ИМЯ ПЛАСТА	БЯ10	БЯ15	НП7	Ю2-4	Ю7-9
$L_{кр}$	942	1000	1050	1150	1300
$\Gamma_{пл}$	0,100	0,1	0,1	0,1	0,1
$\Gamma_{грп}$	0,196	0,196	0,196	0,196	0,196
ρ_n	740	740	740	740	740
Расчетные значения					
Пластовое давление	94,2	100	105	115	130
$L_{контд\ min}$	230	240	255	280	318
Запас	1,10	1,08	1,09	1,10	1,10
Принимаемая глубина	942				

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 1% запаса от глубины скважины. под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 1355 м.

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 0-260 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 0-942 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 150 м для нефтяной скважины. Значит интервал цементирования составляет 1355-792 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины и обсадных колонн осуществляется снизу вверх в программном продукте Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3]. Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. 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	260	260	260	260	0-260	0-260	323,9	393,7
Кондуктор	942	942	942	942	0-942	0-942	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	1355	1355	1355	1355	792-1355	792-1355	178	220,7

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{МУ}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле (2.1):

$$P_{МУ} = P_{пл} - \rho_H \cdot g \cdot H_{кр}, \quad (2.1)$$

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

ρ_n – плотность нефти (см. «Нефтеносность по разрезу скважины»), кг/м³;

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

$H_{кр}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

Определяем максимальное давление опрессовки, которое должно превышать не менее, чем на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации нефтегазоводопрооявлений и открытых фонтанов. Расчеты проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3].

Результаты расчета представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Расчет давления опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра для каждого пласта				
		БЯ10	БЯ15	НП7	Ю2-4	Ю7-9
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	9,42	10	10,5	11,5	13
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	942	1000	1050	1150	1300
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	$P_{му}$	2,582	2,741	2,878	3,152	3,563
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	2,84	3,015	3,165	3,467	3,919
Давление опрессовки колонны, Мпа	$P_{оп}$	3,124	3,316	3,482	3,814	4,311
Коэффициент запаса	k	1,1	1,1		1,1	1,1
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	740	740	740	740	740

С учетом полученных значений выбираем тип колонной обвязки согласно максимальному давлению опрессовки колонны и диаметров обвязываемых колонн: ОКК2-21-178x245x324 К1 ХЛ.

Противовыбросовое давление выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. Примем схему ОП5-350/80x21 с рабочим давлением 21 Мпа, условным диаметром прохода 350 мм и условным диаметром манифольда 80 мм.

2.3 Проектирование процессов углубления

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

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается совмещенный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород и для обеспечения максимальной механической скорости (ВСП+ВЗД). Под кондуктор и эксплуатационную колонну также выбирается способ бурения совмещенный способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость.

Данные по способам бурения предоставлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	260	Совмещенный (ВСП+ВЗД)
260	942	Совмещенный (ВСП+ВЗД)
942	1355	Совмещенный (ВСП+ВЗД)
942	1000	Роторный (Отбор керна)
1000	1030	Роторный (Отбор керна)
1050	1080	Роторный (Отбор керна)
1150	1200	Роторный (Отбор керна)
1300	1340	Роторный (Отбор керна)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны PDC долота для интервала бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну, так как они позволяют обеспечить

максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов. Для интервала отбора керна была выбрана буровая головка PDC. Характеристика долот и буровой головки приведена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра			
Интервал		0–260	260–942	2650-2690	942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340
Шифр долота		III 393,7 М-ЦГВ (Глубур)	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	БИТ 220,7/100 В 613 ЕС
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	Буровая головка
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	220,7
Тип горных пород		М	М	МС	М+С
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 -177	3 - 152	3 - 117	3 161
	API	7 5/8 REG	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg	-
Длина, м		0,53	0,39	0,385	0,224
Масса, кг		152	150	150	150
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2–10	2-10	G, тс
	Максимальная	24	10	10	
n, об/мин	Рекомендуемая	40-600	80–440	60-400	n, об/мин
	Максимальная	600	440	400	

где G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Выбор типа калибратора

Для бурения интервала под направление 0–260 м с шарошечным долотом, выбор типа калибратора с прямыми лопастями обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под кондуктор 260–942 м с PDC долотом

планируется использование калибратора с прямыми лопастями, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами.

Для бурения интервала под эксплуатационную колонну 942–1355 м с PDC долотом планируется использование калибратора, который позволит уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу долота. Выбор типа калибратора обусловлен тем, что интервал сложен средними горными породами.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристика наддолотных калибраторов по интервалам

Интервал		0-260	260–942	942–1355
Шифр калибратора		К 390 М	К 295 М	КЛС 220 С
Тип калибратора		С прямыми	С прямыми	С спиральными
Диаметр калибратора, мм		лопастями	лопастями	лопастями
Тип горных пород		390	295	220
Присоединительная резьба	ГОСТ	Н171/М171	Н152/М152	Н133/М133
	API	-	-	-
Длина, м		1,1	1,1	0,9
Масса, кг		155	155	114

2.3.4 Выбор бурголовки и режимов бурения

Выбранные бурголовка и керноотборный снаряд представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340	Керноотборный снаряд СК 178/100 ТРИАС	2-5	20-40	15-20

2.3.5 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-260	260-942	942-1355	942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340
Исходные данные				
D _д , см	39,37	29,53	22,07	22,07
G _{пред} , Т	24	10	10	5
Результаты проектирования				
G _{доп} , Т	19,2	8	8	4
G _{проект} , Т	6	8	7	4

2.3.6 Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_\delta}, \quad (2.2)$$

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

D_δ – диаметр долота, м.

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], которые обеспечат требуемую линейную скорость долота, а также эффективность разрушения горных пород. Результаты представлены в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Результаты расчета частоты вращения долота

Интервал		0-260	260-942	942-1355	942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340
Исходные данные					
V _л , м/с		3,4	2	2	1,5
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
Результаты проектирования					
n ₁ , об/мин		165	129	173	130
n _{стат} , об/мин		40-60	100-180	140-200	20-40
n _{проект} , об/мин		40	140	180	40

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента, которые обеспечат требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность разрушения горных пород.

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

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

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (2.3)$$

Требуемый крутящий момент, который должен развивать двигатель определяется по формуле:

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (2.4)$$

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

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

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (2.5)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{y\partial} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (2.6)$$

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

В таблице 2.10 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 2.10 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-260	260-942	942-1355	942-1000
Исходные данные					
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
	мм	393,7	295,3	220,7	220,7
G_{oc} , кН		29	78	78	69
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		315	236	177	-
M_p , Н*м		4022	3046	2032	-
M_o , Н*м		197	148	110	-
$M_{уд}$, Н*м/кН		49	37	28	-

Для интервала бурения 0–260 метров (интервал бурения под направление) выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД - ДРУ-240.3/4 с КОБ, который позволяет бурить интервалы с заданным углом, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под кондуктор проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД- ДРУ-240.3/4 с КОБ, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних горных пород.

Для интервала бурения под хвостовик выбирается винтовой забойный двигатель ДРУ-172.7/8 РС с КОБ, что позволяет при заданном расходе

обеспечить момент для разрушения горной породы. Технические характеристики ВЗД представлены в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Технические характеристики запроектованных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ-240.3/4 с КОБ	0-260	240	10	2700	30-75	138-240	18,6	70-325
ДРУ-240.3/4 с КОБ	260-942	240	10	2700	30-76	138-241	18,6	70-325
ДРУ-172.7/8 РС с КОБ	942-1355	172	9,5	1200	19-45	90-198	13	40-211

2.3.8 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

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

Выбор и расчет элементов КНБК производится согласно геологическим условиям, конструкции скважины, бурового раствора, профиля скважины.

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

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{Б.Т.}}, \quad (2.7)$$

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

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах Г.1 приложения Г.

В таблице Г.2 приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате и коэффициенты запаса прочности бурильных труб

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Сервисные услуги по сопровождению буровых растворов осуществляются компанией ГК «Миррико».

Направление

Для бурения интервала под направление (0-260 м) используем бентонитовый буровой раствор, так как интервал сложен преимущественно глинами и слабосцементированными песчаными породами.

Кондуктор

Для бурения интервала под кондуктор (260-942 м) С целью предупреждения размыва устья скважины, набухания глинистых отложений предусматривается использовать полимерный буровой раствор.

Эксплуатационная колонна

Интервал бурения эксплуатационной колонны (942-1350 м) сложен песчаниками, алевролитами и алевролитами, алевролитистыми глинами, аргилитоподобными глинами. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет биополимерный.

Данный тип раствора в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей (в качестве кольматанта используются минералы на основе карбоната кальция) эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %, что позволяет снижать затраты времени и средств на освоение скважины. Введение солевого

ингибитора подавляет набухание глинистых минералов при попадании фильтрата в продуктивный пласт, что также способствует сохранению проницаемости коллектора.

В таблице 2.12 представлены исходные данные и результаты расчета плотности бурового раствора.

Таблица 2.12 – 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
0-260	1,18	2,6	260	1,17
260-942	1,13	9,42	942	1,12
942-1355	1,07	13,55	1355	1,12

Компонентные составы буровых растворов по интервалам бурения по интервалам представлены в таблицах 2.13-2.15.

Таблица 2.13 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов бентонитового раствора для бурения интервала 0-260 м)

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м ³
1	Каустическая сода	Регулятор pH	1
2	Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	100
3	Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	2
4	ФХЛС (феррохромлигносульфонат) 25кг	Понизитель вязкости	12
5	Утяжелитель	Барит	234,68

Таблица 2.14 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного раствора для бурения интервала 260-942 м.

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м ³
1	Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
2	Карбонат калия	Регулятор жесткости	1
3	Сульфонол	Снижение поверхностного натяжения на границе фаз	1
4	Поликсан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	0,3
5	Оснопак-ВО	Регулятор фильтрации, реологических свойств	1,2
6	Оснопак-НО	Регулятор фильтрации	5
7	Seurvey D1	Инкапсулятор, стабилизатор, регулятор фильтрации	1
8	Биолуб Green	Снижение коэффициента трения в скважине	10

Таблица 2.15 – Компонентный состав и требуемое количество химических реагентов полимерного раствора для бурения интервала 942-1355 м.

№	Наименование химреагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м ³
1	Каустическая сода	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,5
2	Карбонат калия	Регулятор pH и твердости	1
3	Гаммаксан	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств	3,5
4	Оснопак-ВО	Регулятор фильтрации	15
5	Atren SL	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30
6	Atren Gap	Регулирование плотности, кольматация каналов	80
7	Atren Bio	Защита от микробиологической деструкции	1
8	Atren Antifoam A	Предотвращение пенообразования	1
9	Утяжелитель	Барит	65

Технологические параметры полимерглинистого и полимерного (инкапсулированного) растворов приведены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Технологические показатели буровых растворов

Параметр	Значение параметра		
Тип бурового раствора	Бентонитовый	Полимерный	Биополимерный
Плотность, г/см ³	1,17	1,12	1,12
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20/40	20/40	20/40
Условная вязкость, с	От 30	30-40	40-50
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-9	8-9	< 6
рН	8-8,5	8-9	8-10
Сод. песка, %	<1,5	<1	< 0,5
ДНС, дПа	12-20	20-30	30-40
ПВ, сПз	10-12	12-15	20-30

В таблице 2.17 представлены результаты проектирования расхода бурового раствора.

Таблица 2.17 – Результаты проектирования расхода бурового раствора

Интервал	0-260	260-942	942-1355	942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340
Исходные данные				
D _д , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,2207
K	0,65	0,6	0,55	0,55
K _к	1,4	1,25	1,17	1,17
V _{кр} , м/с	0,15	0,14	0,135	0,135
V _м , м/ч	40	35	30	20
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127	0,127
d _{нмах} , м	0,0206	0,0175	0,0119	0,0119
n	4	6	6	6
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,75	1	1
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,17	1,12	1,12	1,12
ρ _п , г/см ³	2,01	2,46	2,35	2,35

Продолжение таблицы 2.17

Интервал	0-260	260-942	942-1355	942-1000 1000-1030 1050-1080 1150-1200 1300-1340
Результаты проектирования				
Q ₁ , л/с	79	41	21	21
Q ₂ , л/с	73	52	23	17
Q ₃ , л/с	55	42	26	26
Q ₄ , л/с	49	62	42	42
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	49-79	41-62	21-42	15-20
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q _{проект} , л/с	70	62	40	20

Запроектированные параметры буровых растворов по интервалам бурения и компонентный состав бурового раствора приведены в приложении Д.

В таблице Д.1 приложения Д представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора

В таблице Д.2 приложения Д представлены результаты расчета потребного количества хим. реагентов.

При расчете потребного количества химических реагентов необходимо учесть выполнение условия: «запас бурового раствора на поверхности должен быть не менее двух объемов скважины».

2.3.10 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-950. Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении «БурСофтПроект».

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах Д.3-Д.5 приложения Д соответственно.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

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

2.4.1 Расчёт обсадных колонн на прочность

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

Согласно РД 39-00147001-767-2000[4], при данных геологических условиях и возможных осложнений необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости. Применяются для цементирования наклонно-направленных скважин, интервалов повышенной кавернозности и желобов, пластов, склонных к интенсивному поглощению вода ($\rho_{\text{б.ж.}} = 1030 \text{ кг/м}^3$).

Облегченный тампонажный раствор: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1400 кг/м^3 .

Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1820 кг/м^3 .

Таблица 2.18 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	–	–	0-40	0-40
Кондуктор	0-740	0-770	740-840	770-876
Эксплуатационная колонна	690-2550	690-2413	2550-2750	2413-2919
Хвостовик	2675-2730	2829-2887	2730-2780	2887-2941

2.4.1.1 Расчёт наружных избыточных давлений

Результаты расчета наружных избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 25. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.3. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Результаты расчета наружного избыточного давления предоставлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	260	942	1355
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,33	2	3,78
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	3	9,69	11,68

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 2.3.

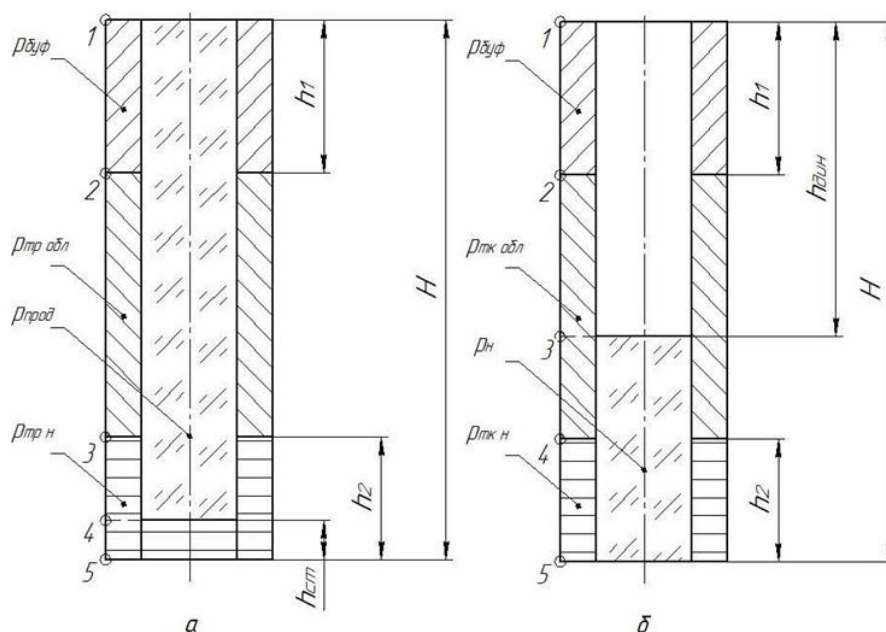


Рисунок 2.3 – Схемы расположения жидкостей в скважине:

- а) в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении;
- б) в конце эксплуатации нефтяной скважины

На рисунке 2.4 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении

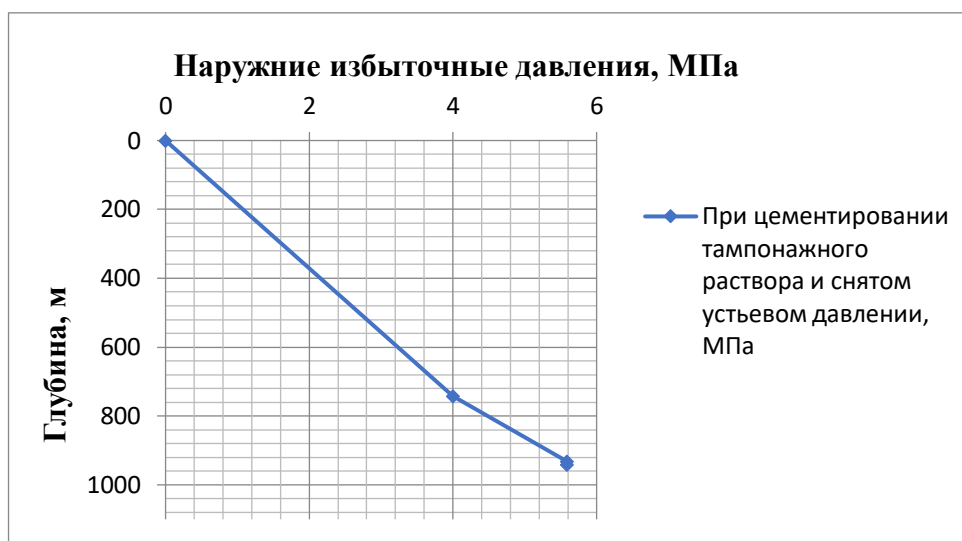


Рисунок 2.4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 2.5.

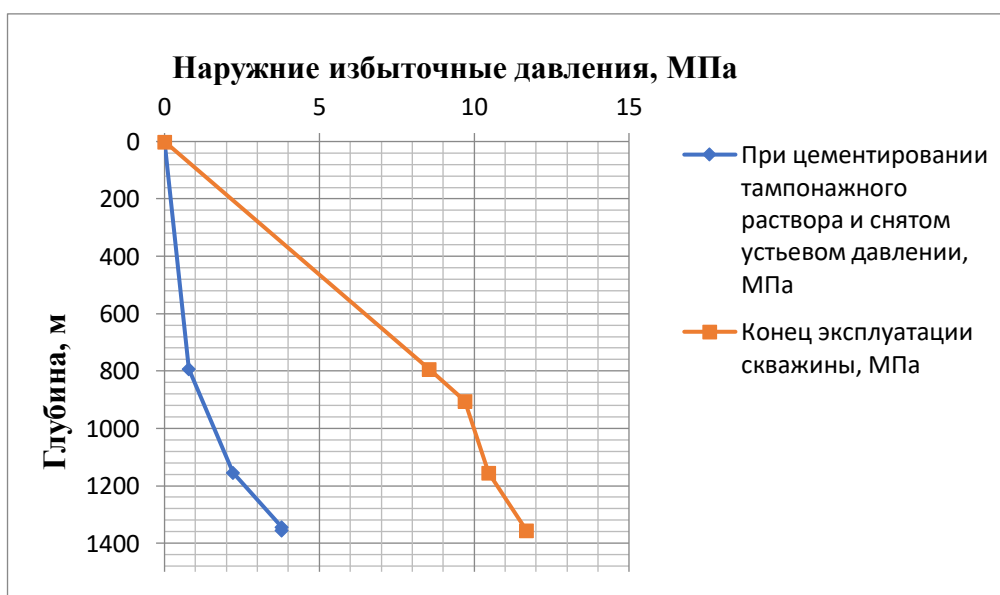


Рисунок 2.5 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.2 Расчёт внутренних избыточных давлений

Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 2.6. Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 2.7.

При опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

Результаты расчета внутренних избыточных давлений для двух случаев были проведены в программе «Excel» и представлены в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления.

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	260	942	1355
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	9,53	9	7,6	5,7
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	14,3	14	13,4	12,7

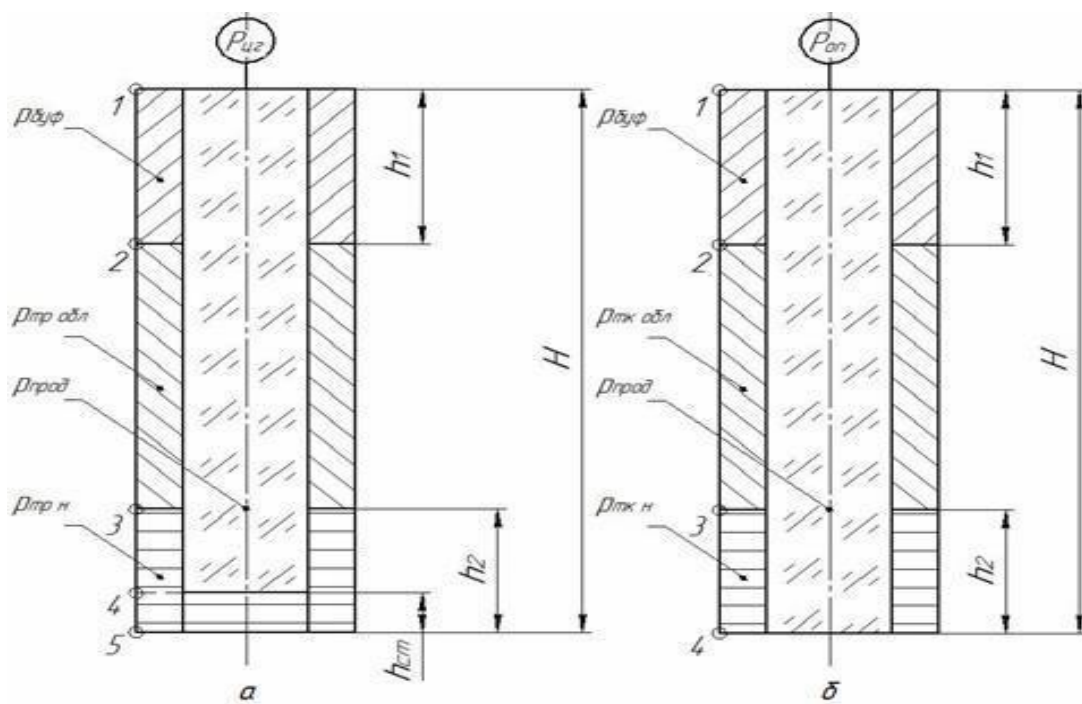


Рисунок 2.6 – Схема расположения жидкостей в скважине: а – в конце продавки тампонажного раствора; б – при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 2.7

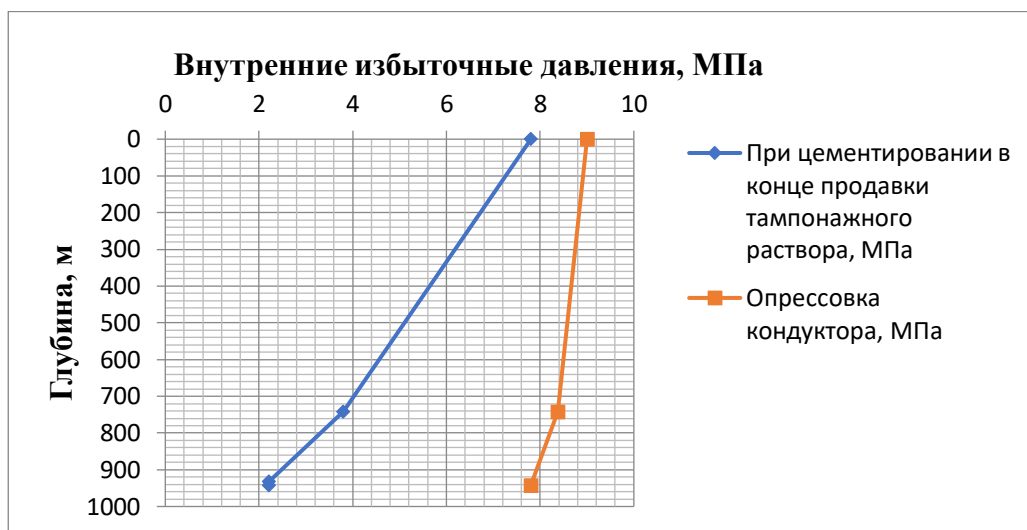


Рисунок 2.7 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 2.8.

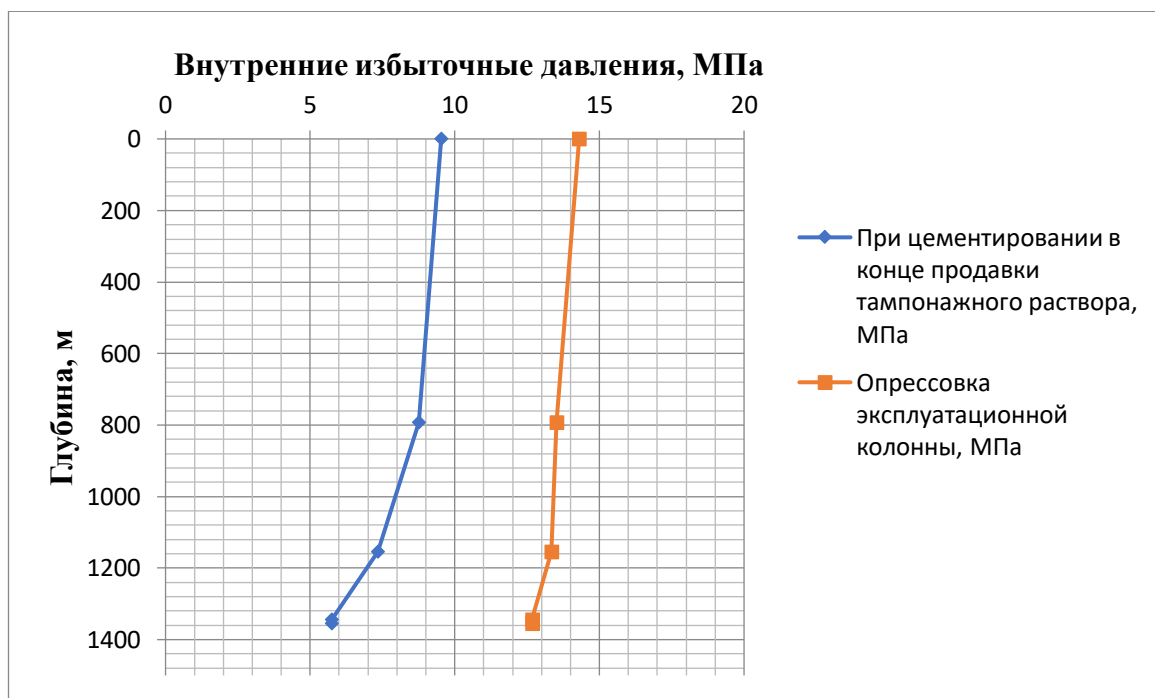


Рисунок 2.8– Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Результаты расчетов представлены в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Характеристики обсадных колонн

№ секции		Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Интервал установки секции, м
1	2	3	4	5	6	7
Направление						
1	323,9	ОТТМ	Д	8,5	260	0-260
Кондуктор						
1	244,5	ОТТМ	Д	7,9	942	0-942
Эксплуатационная колонна						
1	177,8	ОТТМ	Д	6,9	1095	260-1355
2	177,8	ОТТМ	Д	10,4	260	0-260

2.4.2 Расчёт процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гскп} + P_{гдкп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (2.8)$$

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

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

$P_{гп}$ – 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:

$$P_{гс кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н тр} \cdot h_2), \quad (2.9)$$

$$P_{гс кп} = 17,1 \text{ МПа}$$

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

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (2.10)$$

$$P_{гд} = 0,0013 \cdot 1355 = 1,76 \text{ МПа}$$

где L – длина скважины по стволу, м;

λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

Проверка условий:

$$17,1 + 1,76 \leq 0,95 \cdot 1313 \cdot 0,021$$

$$18,86 \leq 24,74$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Для приготовления тампонажного раствора нормальной плотности примем ПЦТ-II-50 с водоцементным отношением $m_n = 0,5$.

Для приготовления облегченного тампонажного раствора примем ПЦТ-III-Об(4-6)-50 с водоцементным отношением $m_{обл} = 1,15$.

Расчеты объема тампонажных растворов, количества компонентов, формирующих их, проведены в программном продукте Microsoft Excel по методике, приведенной в методичке «Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело»» [1]. Результаты расчета приведены в таблице Е.1.

2.4.2.3 Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Согласно РД 39-00147001-767-2000 для применения на данной скважине в качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водный раствор с добавлением буферного порошка модифицированного «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) плотностью 1100 кг/м^3 . В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м^3 [44].

Результаты расчета тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей представлены в таблице Е.1 приложения Е.

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирование скважины

В соответствии с выбором цементирующей техники и проведенными расчетами ее количества разрабатывается технологическая схема обвязки цементирующего оборудования. Приготовление буферных составов и жидкостей затворения производится с помощью цементирующих агрегатов. Приготовление тампонажных растворов производить с использованием отдельной осреднительной емкости для повышения качества цементирование скважины.

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобятся три цементосмесительные машины для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 2.9.

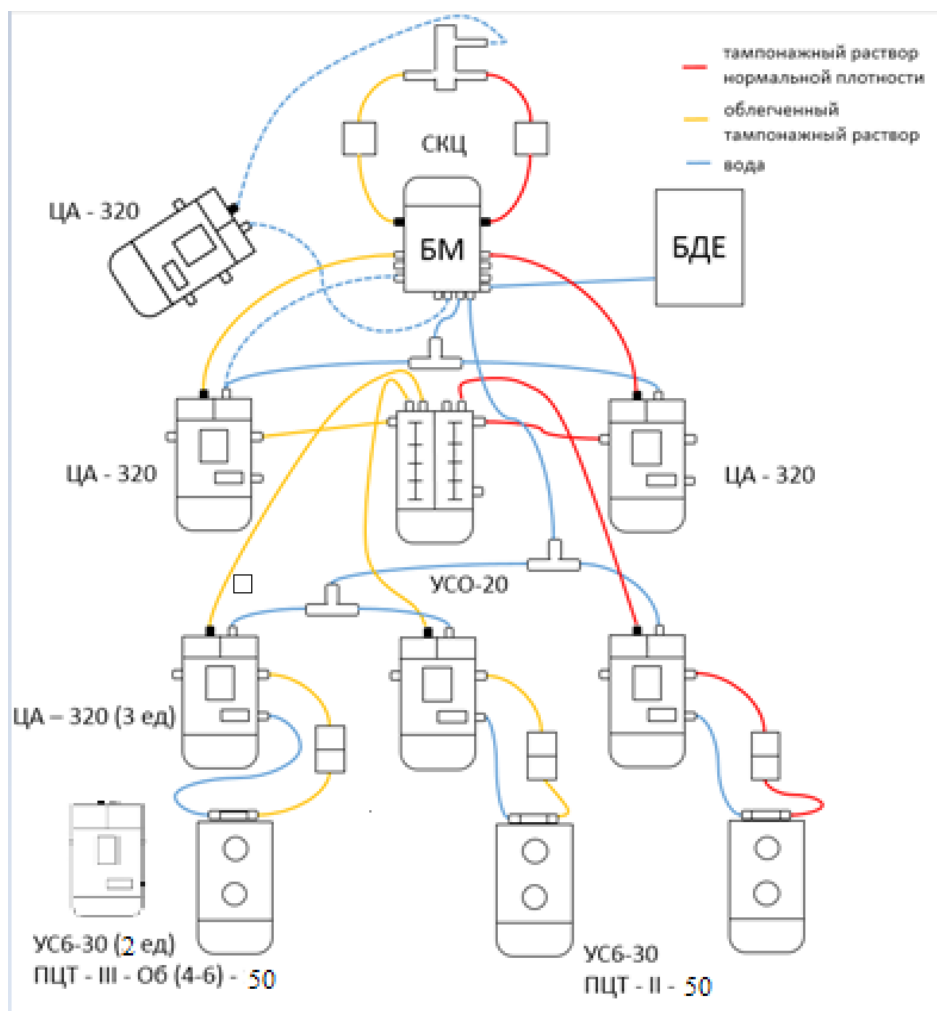


Рисунок 2.9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

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

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементировании обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – 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, 178 мм	БКМ-178 («Уралнефтемаш»)	1355	1355	1	1
	ЦКОД-178 («Уралнефтемаш»)	1345	1345	1	1
	ЦПЦ-178/216 («НефтьКам»)	0	800	19	44
		860	940	9	
		940	1285	10	
		1285	1330	3	
		1330	1345	1	
		1345	1355	2	
	ЦТ-178/216 («НефтьКам»)	1275	1355	7	7
	ПРП-Ц-Н-167 («Уралнефтемаш»)	1345	1345	1	1
	ПРП-Ц-Н-167 («Уралнефтемаш»)	1345	1345	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	942	942	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	932	932	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	260	9	29
		260	885	18	
		937	942	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	932	932	1	1
Направление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	260	260	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	250	250	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	100	6	16
		100	260	10	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	250	250	1	1

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Выбор жидкости глушения

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

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

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 2.11.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h} = 1070 \text{ кг/м}^3, \quad (2.11)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 2.7.2.

$$V_{ж.г.} = 2(V_{внэк1} + V_{внэк2}) = 2 * 0,7854 * (463 * 0,0269 + 892 * 0,0269) = 57,25 \text{ м}^3 \quad (2.7.2)$$

$V_{внхв}$ – внутренний объем 1 секции ЭК, м³,

$V_{внэк}$ – внутренний объем 2 секции ЭК, м³,

2.4.4.2 Выбор типа фонтанной арматуры

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

Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х21.

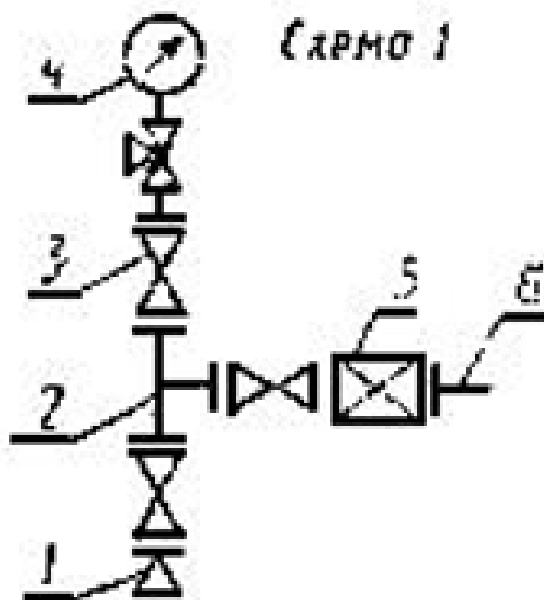


Рисунок 2.10 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х21

2.4.4.3 Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

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

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

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

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

Расчет количества спуска перфоратора определяется исходя из длины перфорационной системы и мощности перфорируемого объекта. Технические характеристики перфорационной системы представлены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	Ограничивается техническими характеристиками ГНКТ (при использовании гибких НКТ)

2.4.4.4. Выбор пластоиспытателя

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

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

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах ИПВ-127.

2.5 Выбор буровой установки

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

Выбранная установка МБУ 2700/125 «Сибирь-Трейлер» выполнена в блочно-модульном исполнении для минимизации сроков монтажа. Транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения. Конструкция установки позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

Силовой верхний привод выбираем компании ОАО «Электромеханика» гидравлический ПВГ-160Р массой 3,7 тонн.

Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Результаты проектирования буровой установки

МБУ 125/2700 «Сибирь-Трейлер»			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	50,04	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$75 > 50,04$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	39,84	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$112,5 > 39,84$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	65,1	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$125/66,4 = 1,88 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	125		

3. НАНОЧАСТИЦЫ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ

Нанотехнологии вошли в нефтегазовую технологию совсем недавно, но в некоторых областях они стали неотъемлемой частью, так, например, применение нано-структурированных цеолитов позволило повысить выход бензиновых фракций почти на 40%, в отличие от обычных катализаторов. Также использование материалов с заданной нано-структурой может позволить создавать оборудование более легким, долговечным и прочным.

Но, применение нанотехнологий, позволило создавать «умные» технологические жидкости, или жидкости с запрограммированными свойствами. Такие жидкости используются для интенсификации добычи, повышения нефтеотдачи пласта и при бурении скважин. Наножидкости можно создавать таким образом, чтобы они были совместимы с флюидами и горными породами продуктивного пласта и в то же время не представляли опасности для окружающей среды. Некоторые из них уже находят применение, и в скором времени они решат ряд острых проблем, возникающим при бурении, заканчивании и эксплуатации скважин.

Важнейшим направлением применения нанотехнологий является разработка новых и повышение эффективности существующих химических реагентов. Уже разработаны технологические растворы, содержащие коллоидные частицы геля, которые препятствуют поглощению раствора пластом. В результате этого снижаются потери технологических жидкостей при закачивании и ремонте скважин.

3.1 Общие сведения о наночастицах

Правильный подбор бурового раствора очень важен при выполнении операций бурения скважин, так как он имеет большой диапазон функций: вынос шлама с забоя скважины, контроль пластового давления, смазка и охлаждение бурового инструмента и колонны, стабилизация ствола скважины. Использование бурового раствора с неподходящими свойствами может привести

к осложнениям при бурении. Правильно подобранный буровой раствор выполняет очень важные функции при бурении, и с достаточной степенью точности его можно сравнить с кровью в сосудах тела. Технические свойства, стоимость и экологичность являются тремя наиболее важными факторами, которые нужно учитывать при подборе бурового раствора. Затраты на буровой раствор составляют порядка 10 % от всего бюджета на буровые работы, что также значительно влияет на общие экономические показатели. Мировой рынок жидкостей для бурения активно расширяется, его рост составляет до 10,3 % в год [5].

Буровые растворы можно разделить на три основные группы: на водной основе, на нефтяной основе и синтетические. Наиболее распространены растворы на водной основе, так как они более дешёвые, безопасны для окружающей среды и просты в приготовлении и использовании. Благодаря этому буровые растворы на водной основе широко применяются для бурения скважин, порядка 80 % всех скважин пробурены с помощью данного типа растворов.

В каждом конкретном случае буровой раствор должен иметь подходящие характеристики: плотность, смазывающая способность, pH, фильтрационные и реологические свойства. Корректный подбор фильтрационных свойств и реологии уменьшает вероятность осложнений при бурении и обеспечивает высокую успешность операций. Для улучшения свойств к буровым растворам добавляют различные присадки. Например, для уменьшения водоотдачи и изменения реологии в буровой раствор добавляют натуральные и синтетические полимеры. Наиболее используемые полимерные добавки для буровых растворов на водной основе: полианионная целлюлоза низковязкая (ПАЦ НВ), крахмал, карбоксиметил крахмал, карбоксиметил целлюлоза, гуаровая камедь, полиакрилаты, гидроксиэтил целлюлоза, полиакриламид [6].

Наночастицы (НЧ) в силу своих малых размеров имеют ряд необычных свойств, которые отсутствуют у макроскопических дисперсных частиц. Необычные свойства НЧ делают нестандартными и свойства наножидкостей,

составной частью которых они являются. Это обусловило широчайший спектр применения наножидкостей.

В технологиях разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений наножидкости стали применяться существенно позднее. Однако в настоящее время применения наножидкостей в этой области очень активно исследуются.

3.2 Исследование влияния наночастиц на реологические свойства буровых растворов

Вязкость и другие реологические свойства буровых растворов играют важнейшее значение, поскольку от них зависят потери давления при промывке скважины, эффективность выноса шлама, устойчивость ствола скважины и многие другие факторы при бурении. В связи с этим в последние несколько лет проведено очень много исследований, направленных на изучение влияния добавок НЧ на реологические свойства буровых растворов [8-15]. В большинстве работ отмечается, что введение НЧ в буровые растворы приводит к значительному увеличению вязкости и изменению реологических свойств этих растворов.

Так, в работе [8] показано, что добавка НЧ TiO_2 дает увеличение пластической вязкости бурового раствора на водной основе в 13 раз и увеличение предельного напряжения сдвига в 2.9 раза. В работе [9] 10%-ная концентрация НЧ SiO_2 в буровом растворе на водной основе увеличила пластическую вязкость в 2.9 раза, а предельное напряжение сдвига в 5 раз. Авторы работы [10] показали, что НЧ влияют на реологию не только чистых глинистых растворов, но и буровых растворов с добавками полимеров. Они установили, что НЧ диоксида кремния SiO_2 увеличивают предел текучести полимерного раствора в 1.5 раза. При этом многие авторы отмечают немонотонное поведение реологических характеристик с ростом концентрации НЧ. Реологические характеристики начинают изменяться при очень низких концентрациях НЧ.

В то же время имеются данные, которые показывают не столь значительное влияние НЧ на реологию буровых растворов. В работе [11] установлено, что НЧ CuO и ZnO размером меньше 50 нм практически не влияют на пластическую вязкость и предельное напряжение сдвига бурового раствора при атмосферном давлении и комнатной температуре. Слабое влияние НЧ SiO₂ и TiO₂ на реологию бентонитовых буровых растворов также отмечено в работе [12]. Так, при температуре 50°C предельное напряжение сдвига при добавлении всех видов НЧ в этой работе даже немного снижалось по сравнению с базовым раствором. Снижение предела текучести после введения НЧ в буровой раствор также отмечалось в работе [13]. При этом пластическая вязкость с увеличением концентрации НЧ возрастала. Авторы этой работы пришли к выводу, что добавление НЧ в целом несущественно влияет на реологические свойства. И, наконец, имеются данные о том, что НЧ значительно снижают реологические характеристики буровых растворов. Так, в работе [14] показано, что добавление НЧ диоксида кремния в глинистый раствор, содержащий частицы барита, снижает и пластическую вязкость, и предельное напряжение сдвига практически в два раза как при обычных условиях, так и при повышенных температуре и давлении. При этом с ростом температуры — это снижение становится сильнее.

Таким образом, несмотря на большое количество исследований в данной области, окончательной ясности в вопросе влияния НЧ на вязкость и реологические свойства буровых растворов еще нет. Поэтому нужны дополнительные систематические исследования.

В работе [5] использованы НЧ оксидов кремния, алюминия и титана. Концентрацию НЧ в растворах варьировали от 0.25 до 2 мас. %, их размер, определенный с помощью спектрометра динамического рассеяния света Zetasizer Nano ZS (Malvern Instruments, Великобритания), составлял от 5 до 100 нм. Для контроля размера НЧ также использовали электронную микроскопию.

Реологические свойства суспензий исследовали на ротационном вискозиметре OFITE НРНТ. Диапазон скорости вращения составлял 0.01–600 об./мин, при точности поддержания скорости 0.001 об./мин; диапазон скорости

сдвига – 0.01–1022 с⁻¹. Погрешность измерения вязкости равна 2%. Все измерения проведены при атмосферном давлении и температуре 298 К.

Анализ полученных данных показал, что вязкость (μ) буровых растворов на глинистой основе хорошо описывается степенной моделью:

$$\mu = K\dot{\gamma}^{n-1}, \quad (3.1)$$

где K – показатель консистенции (Па с ^{n}), $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига (с⁻¹), n – индекс течения. Базовый глинистый раствор имел следующие параметры: $K = 0.069$ Па с n , $n = 0.658$.

На рис. 3.1 представлены зависимости реологических параметров глинистой суспензии от содержания в ней НЧ диоксида кремния различного размера.

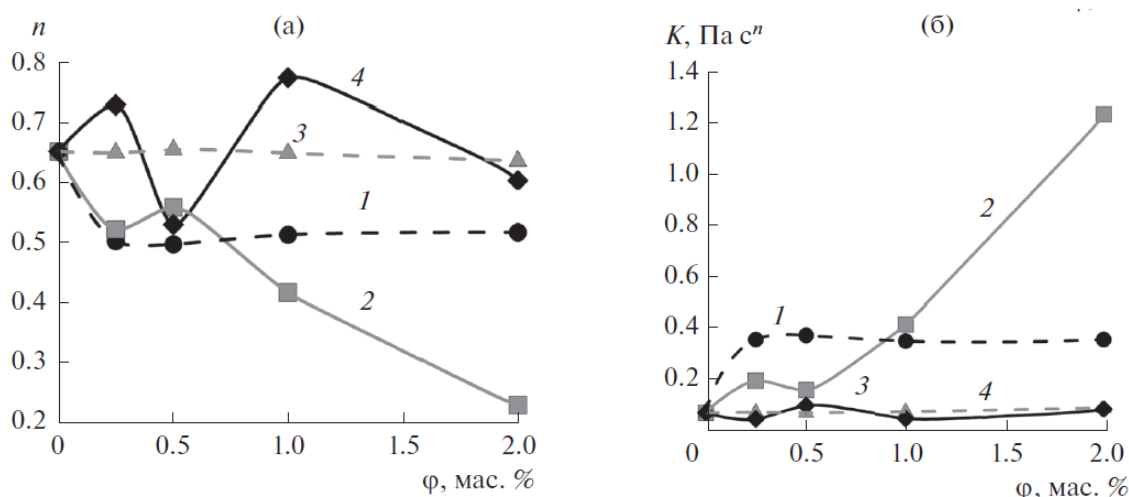


Рисунок 3.1 - Зависимости индекса течения n (а) и показателя консистенции K (б) суспензии глины от концентрации НЧ SiO₂ разного размера: 1 – 5, 2 – 10, 3 – 50, 4 – 100 нм.

Видно, что добавление НЧ существенно влияет на реологию суспензии. С ростом концентрации НЧ значительно уменьшается индекс течения, а показатель консистенции, напротив, возрастает.

Полученные данные, представленные на рис. 3.2, позволяют сделать выводы относительно влияния химической природы НЧ на реологию суспензий глины.

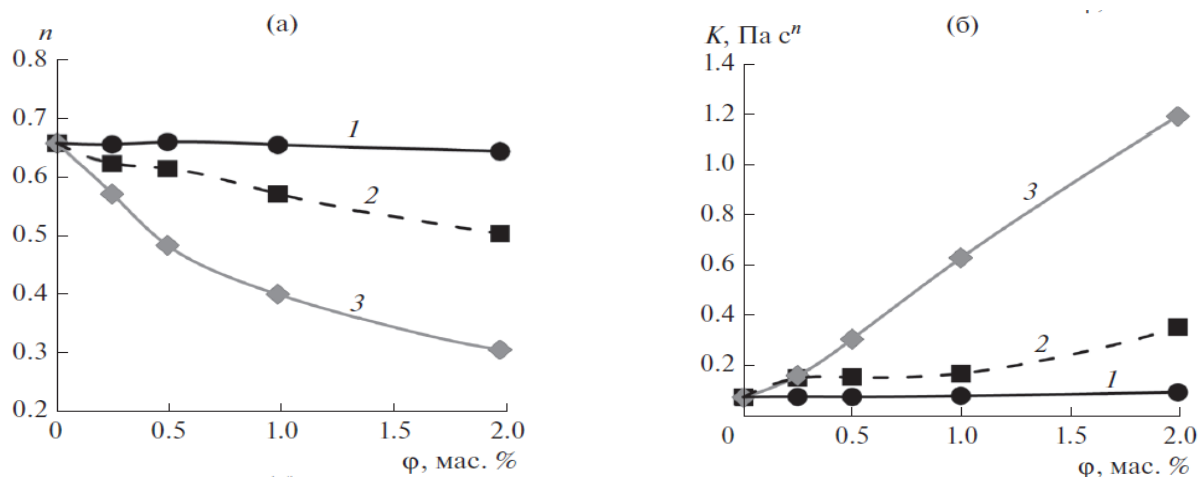


Рисунок 3.2 - Зависимость индекса течения n (а) и показателя консистенции K (б) суспензии глины от концентрации НЧ разной природы: 1 – SiO₂, 2 – TiO₂, 3 – Al₂O₃.

Зависимость вязкости от размера и материала частиц не свойственна классическим суспензиям и является отличительной характеристикой нанодисперсий. Примеры подобного поведения для нанодисперсий можно найти в работе [7].

С одной стороны, влияние НЧ на реологические свойства буровых растворов с точки зрения практического применения имеет отрицательный характер. Повышение вязкости, которое наблюдается в большинстве случаев после добавления НЧ, ведет к повышению потерь давления при прокачивании бурового раствора. С другой стороны, увеличение вязкости и предельного напряжения сдвига способствует лучшей очистке скважины от шлама и повышает устойчивость скважины. Поэтому при выборе НЧ, вводимых в буровой раствор, необходимо находить оптимум между потерями давления и выносом частиц шлама.

Помимо этого, в работе [5] проведено исследование влияния НЧ на реологические свойства полимерных растворов. Буровой раствор был приготовлен на основе дистиллированной воды с добавкой 0.5 мас. % биополимера ГАММАКСАН. В качестве утяжелителя использовали баритовый

микропорошок (соответствует ГОСТ 4682-84, марка КБ 3-6, класс Б) со средним размером частиц менее 70 мкм. Концентрацию барита варьировали от 10 до 39%, что соответствовало изменению плотности раствора от 1.06 до 2.57 г/см³. В каждый из приготовленных таким способом растворов добавляли 2 мас. % НЧ SiO₂ со средним размером 5 нм.

Анализ показал, что полученные экспериментальные данные о вязкости полимерных буровых растворов, содержащих НЧ, лучше всего описываются моделью Бингама:

$$\mu_f = (\tau_0 + k_v \dot{\gamma}) \dot{\gamma}^{-1}, \quad (3.2)$$

здесь τ_0 – предел текучести вязкопластической жидкости (Па), k_v – пластическая вязкость (Па с).

Данные о влиянии концентрации барита на реологические характеристики полимерного бурового раствора в присутствии НЧ и без них приведены в табл. 1. Видно, что введение в раствор 40 мас. % микрочастиц барита повышает пластическую вязкость примерно на 30%, предельное напряжение сдвига при малых концентрациях барита снижается, а далее, с ростом его концентрации восстанавливается до уровня неутяжеленного раствора. Плотность бурового раствора увеличилась в 1.5 раза. Анализ влияния НЧ на реологию полимерных растворов с баритовым микронаполнителем показывает, что присутствие 2 мас. % НЧ SiO₂ при любой концентрации барита повышает предельное напряжение сдвига и пластическую вязкость раствора примерно в 1.5 раза. Таким образом, установлено, что добавка НЧ влияет на реологические свойства не только глинистых, но и полимерных буровых растворов, в том числе, и с высоким содержанием микрочастиц.

Таблица 3.1 – Влияние концентрации микрочастиц барита на предельное напряжение сдвига и пластическую вязкость бурового раствора в отсутствие и в присутствии НЧ диоксида кремния

Концентрация барита	Плотность раствора	Предельное напряжение сдвига		Пластическая вязкость	
φ, мас. %	ρ, г/см ³	τ ₀ , Па		k _v , Па С	
		1	2	1	2
0	1	18,874	17,059	9,929	9,09
10	1,06	11,732	17,162	9,857	15,36
27	1,28	14,864	22,403	11,348	15,164
39	1,48	20,297	27,279	12,838	17,485

1 – Базовый буровой раствор, 2 – базовый буровой раствор, содержащий 2 мас. % наночастиц SiO₂.

3.3 Исследование фильтрационной способности буровых растворов, содержащих наночастицы

Еще одной важной характеристикой буровых растворов является их фильтрационная способность. В процессе бурения нефтяных и газовых скважин буровой раствор может уходить в породу через стенки скважины. Это явление называют фильтрационными потерями. При этом происходит потеря (поглощение) бурового раствора, что увеличивает затраты на строительство скважин. Одновременно с этим, фильтрационные потери бурового раствора в пласт являются одной из основных причин образования трещин и нарушения устойчивости ствола скважины. Для ликвидации этих явлений применяют разнообразные способы упрочнения стенок скважины. Как правило, используют различные дисперсные (1–100 мкм) наполнители буровых растворов, которые могут проникать в породу и закупоривать ее. Однако использование в качестве наполнителей микрочастиц оказывается совершенно неэффективным в породах с низкой проницаемостью, где размеры пор не превышают 0.1–1 мкм.

В работе [10] описаны исследования влияния НЧ SiO_2 на фильтрационные потери буровых растворов на водной основе. Показано, что использование частиц с размерами 5–15 нм обеспечило почти двукратное снижение фильтрационных потерь бурового раствора. Таким образом, в этой области есть еще много вопросов, требующих более детальных исследований.

В работе [5] проведено исследование влияния концентрации и размеров НЧ на фильтрационные свойства буровых растворов.

В этих экспериментах в качестве базовой модели бурового раствора использовали водную суспензию глины (глинопорошок бентонитовый ПБМА, Черногорское месторождение Красноярского края) с добавкой микропорошка нитрида алюминия (AlN марки А180, изготовленный ООО ПЛАТИНА) со средним размером частиц 1.2 мкм. Массовая концентрация частиц глины составляла 5%, а AlN – 2%. После добавления каждого из компонентов раствор подвергали интенсивному перемешиванию в течение 30 мин с помощью высокоскоростной мешалки Prince Castle 152-18.

Проницаемость фильтров была определена с помощью зондового пермеаметра PLAB 200. Для исследования фильтрации микросуспензий использовали фильтр-пресс OFITE НРНТ 171-01, предназначенный для моделирования скважинных условий.

Зависимость объема отфильтровавшейся жидкости от концентрации НЧ диоксида кремния со средним размером 5 нм через керамический фильтр с размером пор 20 мкм приведена на рис. 3.3.

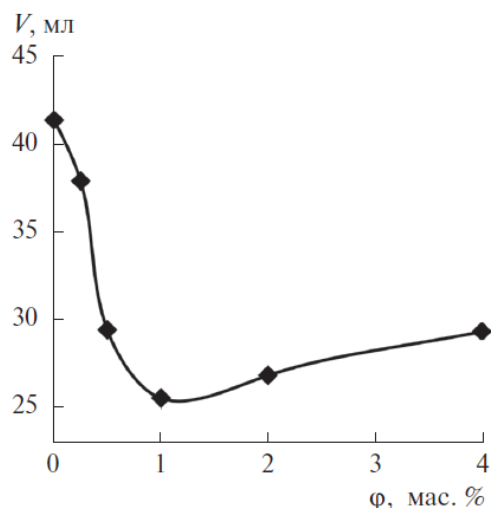


Рисунок 3.3 – Зависимость фильтрационных потерь от концентрации НЧ SiO_2

Видно, что добавление НЧ в буровой раствор значительно влияет на величину фильтрационных потерь. При этом зависимость потерь от содержания НЧ имеет немонокотный характер. Максимальное снижение фильтрационных потерь, в 1.7 раза, наблюдается при их концентрации 1 мас. %. Дальнейшее увеличение концентрации НЧ SiO_2 нецелесообразно, поскольку приводит к росту фильтрационных потерь, хотя и незначительному. При этом надо отметить, что присутствие НЧ сказывается на структуре и толщине образующейся на поверхности фильтра корки. Фотографии типичных корок на бумажном фильтре показаны на рис. 3.4.

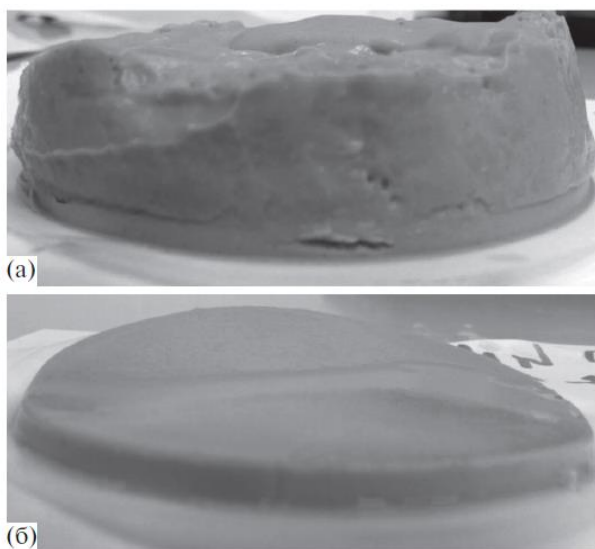


Рисунок 3.4 – Фотографии фильтрационных корок базового бурового раствора (а) и такого же раствора, содержащего НЧ SiO_2 (б)

В случае бурового раствора без НЧ как таковой корки не образуется. На поверхности фильтра остается слой рыхлой глинистой массы толщиной около 1 см. Добавление НЧ SiO_2 приводит к образованию достаточно плотной и однородной корки толщиной 2–3 мм. Адгезия корки к фильтру очень высока. С увеличением концентрации НЧ толщина этой корки немного уменьшается.

Зависимость фильтрационных потерь для фильтра с размером пор 20 мкм от среднего размера НЧ при их концентрации 2 мас. % приведена на рис. 3.5.

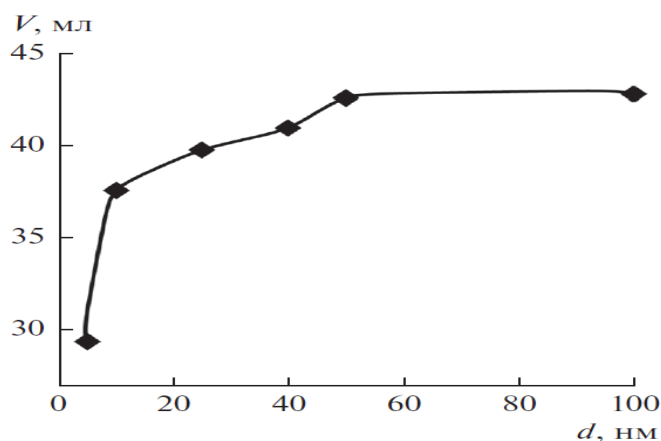


Рисунок 3.5 – Зависимость фильтрационных потерь от среднего размера наночастиц SiO_2

При размерах НЧ, бóльших 50 нм, корки оказываются более толстыми и рыхлыми (рис. 3.6). С уменьшением размера НЧ толщина корки в целом уменьшается.

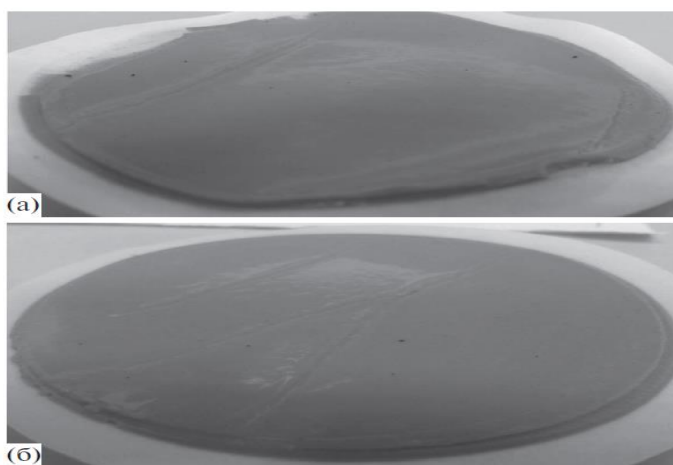


Рисунок 3.6 – Фотографии корок буровых растворов, содержащих 0.5 мас. % НЧ SiO_2 со средним размером 50 нм (а) и 5 нм (б)

Кроме этого, впервые было исследовано влияние проницаемости фильтра на фильтрацию буровых растворов, содержащих НЧ. Для этого была проведена серия измерений на керамических фильтрах с размером пор от 3 до 35 мкм. Результаты экспериментов приведены на рис. 3.7. В качестве добавки в буровой раствор использовались НЧ SiO₂ со средним размером 5 нм в концентрации 2 мас. %.

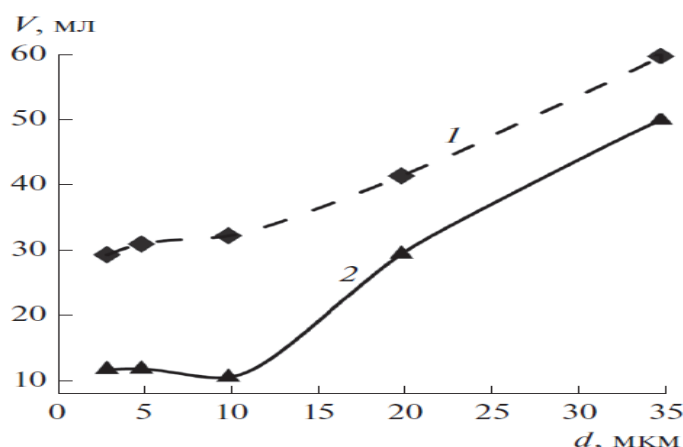


Рисунок 3.7 - Зависимости фильтрационных потерь от размера пор керамических фильтров для базового бурового раствора (1) и такого же раствора, содержащего 2 мас. % НЧ SiO₂ (2)

Видно, что с увеличением размера пор фильтра закономерно возрастают фильтрационные потери как для стандартного, так и для модифицированного бурового раствора. При этом при всех размерах пор присутствие НЧ приводит к значительному снижению фильтрационных потерь. Особенно эффективно НЧ “работают” в случае плохо проницаемых кернов с размерами пор меньше 10 мкм. Для них было получено практически трехкратное уменьшение скорости фильтрации по сравнению с базовым раствором. Кроме того, в этом диапазоне размеров пор фильтрационные потери модифицированного бурового раствора слабо зависят от проницаемости породы. Это очень важно для практического применения. Анализ показал, что на поверхности плохо проницаемых фильтров образуется очень плотная корка толщиной 1–2 мм. С увеличением размера пор эффективность действия НЧ снижается. Однако и в случае пор со средним

размером 35 мкм снижение фильтрационных потерь составляет около 30%, что также можно считать хорошим результатом.

3.4 Смазывающая способность бурового раствора и прихват

Одним из серьезных осложнений процесса бурения является так называемый прихват бурильной колонны, характеризующийся полным или частичным прекращением движения бурового снаряда. Этот эффект возникает за счет прилипания бурового инструмента к корке раствора на стенках скважины. Поэтому при создании новых буровых растворов проводят их испытания на прихват. Для исследования влияния добавок НЧ на это явление использовали стандартный прибор для определения коэффициента прихвата бурильных колонн под давлением OFITE-150-50. Данный коэффициент учитывает трение или “налипание” глинистой корки, при котором будет происходить застывание или прихватывание труб в скважине. Принцип действия прибора заключается в следующем. Буровой раствор помещают в емкость из нержавеющей стали объемом 200 мл, на дне которой расположен фильтр. Вместе с раствором в ячейку помещают диск с плоским торцом диаметром 3.95 см, который имитирует трубу в обсадной колонне или утяжеленную бурильную трубу в необсаженной скважине. Ячейку герметично закрывают и создают в ней давление 3450 кПа в течение 10 мин. За это время буровой раствор фильтруется. На поверхности фильтрформируется корка. Диск давлением прижимается к корке и прилипает к ней. Спустя 10 мин давление снимают и с помощью динамометра измеряют крутящий момент страгивания. Каждое измерение проводят четыре раза с интервалом в 30 с.

Зависимость прихватываемости от концентрации НЧ диоксида кремния размером 5 нм приведена на рис. 3.8.

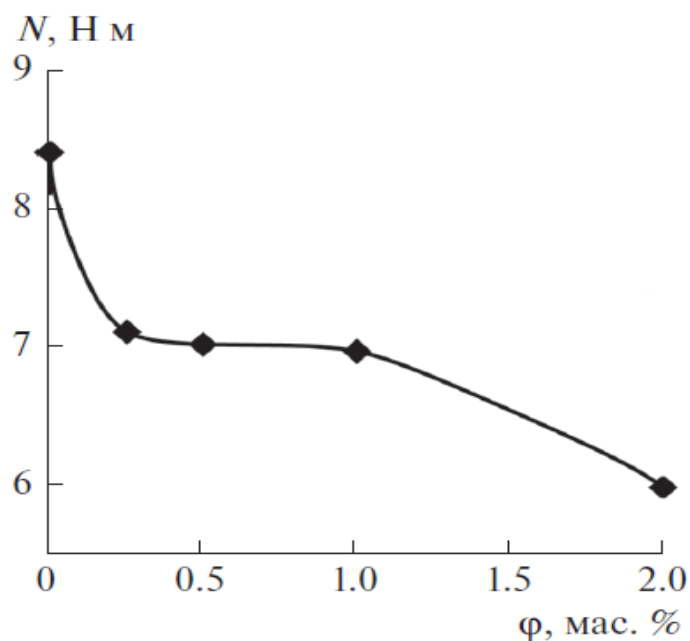


Рисунок 3.8 - Зависимость момента страгивания от концентрации наночастиц SiO₂ со средним размером 5 нм

Видно, что с увеличением концентрации НЧ крутящий момент страгивания уменьшается.

Например, в работе [9] подробно описаны исследования влияния НЧ на свойства базовых буровых растворов на водной основе. Было показано, что добавление НЧ SiO₂ и TiO₂ со средним размером 40–60 нм в концентрации до 0.5 мас. % приводит к снижению коэффициента трения примерно на 30% независимо от природы НЧ. Было установлено также существование некой оптимальной концентрации НЧ, необходимой для эффективного снижения трения.

Зависимость коэффициента смазывающей способности (N) от концентрации и размера НЧ, добавленных в буровой раствор, приведена на рис. 3.9.

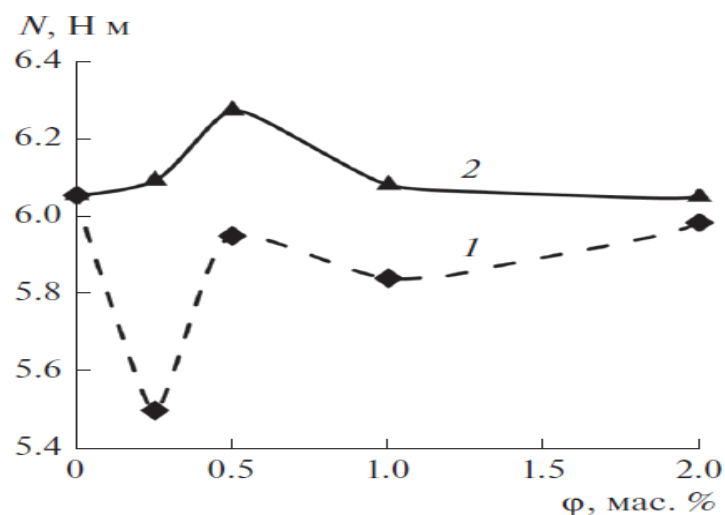


Рисунок 3.9 – Зависимости коэффициента смазывающей способности N глинистого бурового раствора от содержания НЧ SiO₂ размером 10 (1) и 100 нм (2)

Видно, что введение НЧ приводит к незначительному изменению смазывающей способности раствора – максимальное отклонение значения N от соответствующего базовому раствору, составляет около 13%. Тем не менее, наблюдается зависимость N от размера НЧ.

Зависимость коэффициента трения от плотности раствора показана на рис. 3.10.

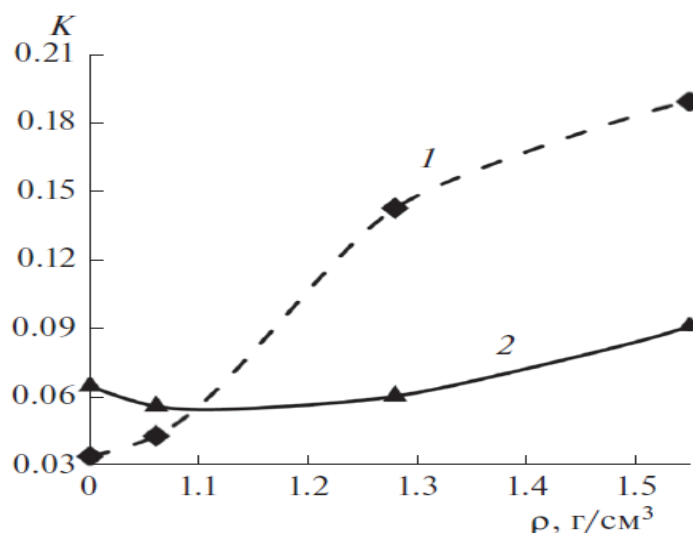


Рисунок 3.10 - Зависимости коэффициента трения фильтрационных корок буровых растворов, утяжеленных баритом, от плотности растворов: 1 – базовый буровой раствор, 2 – такой же раствор, содержащий 2 мас. % НЧ SiO₂

Видно, что при увеличении концентрации барита коэффициент трения между стальным цилиндром и коркой возрастает в 4.5 раза. Добавка НЧ позволяет уменьшить значение коэффициента трения в два раза, что также должно существенно способствовать уменьшению прихвата бурового инструмента.

Заключение

В работе представлены общие сведения о наночастицах в буровых растворах. Описано исследование влияние добавок НЧ различных размера и состава (оксидов кремния, алюминия и титана) на реологические свойства, фильтрацию и смазывающую способность глинистых буровых растворов на водной основе. Установлены зависимости эффективной вязкости и других реологических параметров этих растворов от концентрации, размера и материала НЧ. Показано, что добавки НЧ могут значительно изменять реологические свойства буровых растворов. При этом реологические параметры суспензий глины, содержащих НЧ, в отличие от параметров суспензий с частицами макро- и микроскопических размеров, зависят от размера и материала частиц. Важной особенностью влияния НЧ на эффективную вязкость является то, что оно проявляется, начиная с их очень малых концентраций. При этом важно, что плотность бурового раствора практически не изменяется. Для такого же повышения вязкости с помощью микрочастиц их концентрация должна быть выше в более чем в десять раз, что неизбежно влечет увеличение плотности бурового раствора и, как следствие, может приводить к потере устойчивости ствола скважины.

Показано, что даже малые добавки НЧ значительно снижают фильтрационные потери буровых растворов на водной основе. Особенно эффективно использование добавок НЧ в случае плохо проницаемых кернов с размерами пор меньше 10 мкм: получено практически трехкратное уменьшение

скорости фильтрации по сравнению с базовым раствором. При этом фильтрационные потери уменьшаются с увеличением концентрации НЧ и уменьшением их размера.

Измерения, представленные в работах ученых, показали, что значительное влияние НЧ оказывают на коэффициент трения фильтрационных корок буровых растворов и их прихватывающую способность. Добавка НЧ позволяет уменьшить значение коэффициента трения фильтрационной корки бурового раствора с микрочастицами барита в два раза, а момент страгивания – на 40%, что должно существенно способствовать уменьшению прихвата бурового инструмента.

Совершенно очевидно, что представленные результаты исследований являются далеко не оптимальными. Наверняка можно подобрать такие НЧ, при использовании которых результаты будут еще лучше, поскольку реологические параметры, фильтрационные потери, смазывающая и прихватывающая способности глинистых суспензий, содержащих НЧ, зависят от размеров материала частиц. Это открывает широкую перспективу применения НЧ для управления характеристиками буровых растворов.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

4.1.1 Основные направления деятельности предприятия

В 1961 году в Западной Сибири велись планомерные геологоразведочные работы, в результате чего было открыто крупнейшее нефтяное месторождение на данной территории – Усть-Балыкское. В феврале 1966 года здесь было создано одно из самых крупных предприятий региона – нефтепромысловое управление «Юганскнефть», позже преобразованное в нефтегазодобывающее управление «Юганскнефть». В 60 – 70-е годы прошлого века в регионе вводились в эксплуатацию новые крупные месторождения. Объемы бурения и добычи росли, а предприятие уже не отвечало по своей структуре современным требованиям. И в 1977 году министром нефтяной промышленности Мальцевым Николаем Алексеевичем был подписан приказ о создании производственного объединения «Юганскнефтегаз». В его состав вошли 22 предприятия: нефтегазодобывающие управления, управления буровых работ, вышкомонтажное управление, тампонажная контора, управления технологического транспорта, базы производственно-технического обслуживания, строительный трест, жилищно-коммунальные конторы.

Сегодня компания является ведущим добывающим предприятием НК «Роснефти» и одним из самых крупных нефтедобывающих предприятия России. Предприятие ведет геологоразведку и разработку месторождений на 38 лицензионных участках, общей площадью свыше 21 тысячи квадратных километров. Численность персонала составляет 16,6 тысяч человек. В 2019 году предприятием добыто более 69,5 млн тонн нефти. Действующий фонд составляет порядка 20 тыс. скважин, из них свыше 13 тыс. - добывающие. В октябре 2019 г. с начала разработки месторождений (с 1964 года) накопленная

добыча «РН-Юганскнефтегаз» составила 2 млрд 400 млн тонн нефти. В июле 2019 года предприятие установило абсолютный исторический рекорд по суточной добыче нефти - 198,008 тыс. тонн [16].

4.1.2 Организационная структура предприятия

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 развитию производства;
- 5) подразделение заместителя генерального директора по строительству;
- 6) подразделение заместителя генерального директора по МТО;
- 7) подразделение заместителя генерального директора по кадровой политике;
- 8) подразделение заместителя генерального директора по бурению;
- 9) подразделение заместителя генерального директора по региональной политике и корпоративным вопросам;
- 10) подразделение заместителя генерального директора по безопасности.

Производственный блок состоит из четырех управлений:

- 1) главное управление добычи нефти и газа;
- 2) управление по подготовке нефти и газа;
- 3) управление поддержания пластового давления (ППД);
- 4) управление эксплуатации трубопроводов.

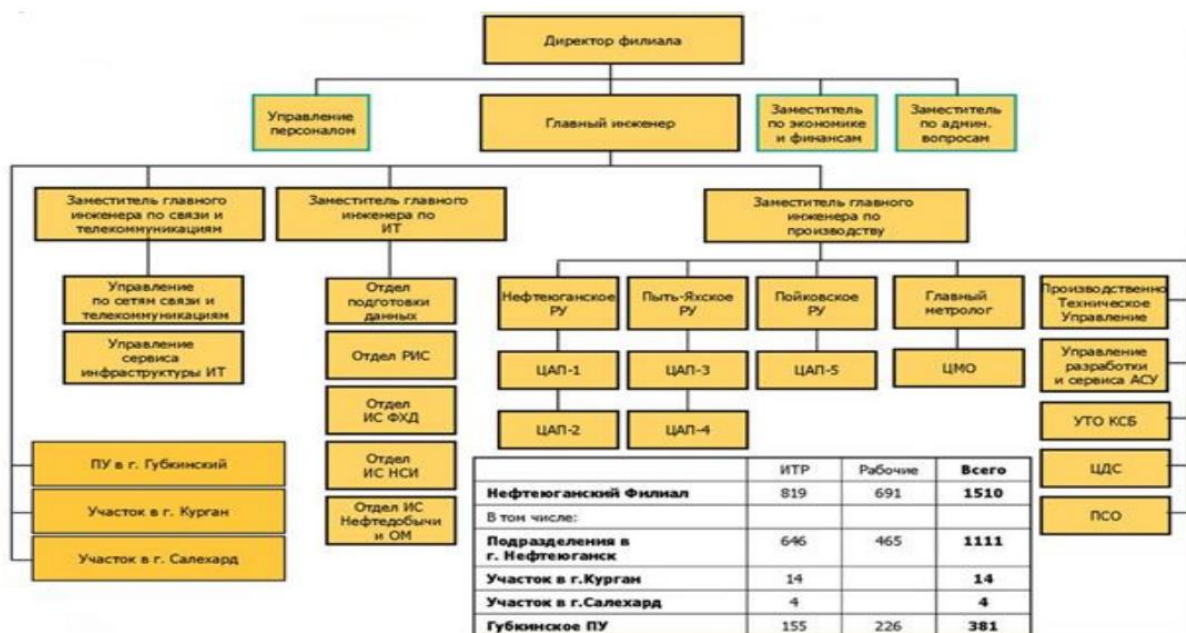


Рисунок 4.1 – Организационная структура «РН-Юганскнефтегаз»

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

4.2.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (4.1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}}, \quad (4.1)$$

где $T_{\text{п/вм}}$ – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$ – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$ – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$ – проектная продолжительность испытания, ч.

Началом цикла строительства скважин считается момент открытия наряда на производство работ по сооружению буровой, а окончанием – момент

окончания всех работ по испытанию на промышленный приток нефти и/или газа, предусмотренный техническим проектом.

Календарную продолжительность отдельных этапов цикла определяют по нормам времени, принятым по соответствующим нормативным документам. К важнейшим из них относятся:

- единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения (ЕНВ);
- единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые;
- единые нормы времени на опробование (испытание) разведочных и эксплуатационных скважин;
- нормы продолжительности испытания пластов в процессе бурения испытателем пластов на бурильных трубах и на кабеле, а также отбора проб и испытания скважин в колонне с применением испытателей пластов на НКТ.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчете затрат времени в нормативной карте используются:

- данные геологической, технической и технологической частей проекта;
- нормы времени на проходку одного метра и нормы проходки на долото;
- справочник для нормирования производимых операций.

Расчет времени, затраченного на вышкомонтажные работы, осуществляется исходя из того, что при строительстве скважины будет применяться буровая установка МБУ 2700/125 ЭК. Основным документом для расчета нормативного времени, затрачиваемого на вышкомонтажные работы, является «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования

для бурения скважин. Часть 3» [17]. Суммарное время, затрачиваемое на вышкомонтажные работы, составляет 1080 часов или 45 суток.

Основным документом, регламентирующим нормативное время для сооружения скважины, является «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ и другие полезные ископаемые» [16].

Норма времени на бурение одного метра определяется для каждого региона индивидуально и зависит как от прочности разбуhrиваемой породы, так и от долота и его параметров.

При расчете нормативного времени на СПО вначале определяют количество спускаемых и поднимаемых свечей, а также число наращиваний по каждой нормативной пачке при помощи вспомогательных таблиц в справочнике или по формулам.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ.

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [18]. Суммарное время на работы по испытанию скважины составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта по сооружению эксплуатационной скважины представлена в таблице Ж.1 (Приложение Ж).

4.2.2 Определение рейсовой, механической и коммерческой скорости бурения

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены следующие технико-экономические показатели.

Механическая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_{\text{мех}} = \frac{H}{t_{\text{б}}}, \quad (4.2)$$

где H – глубина скважины по стволу, м;

$t_{\text{б}}$ – время бурения скважины, ч.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле (4.2):

$$V_p = \frac{H}{t_6 + t_{\text{СПО}}}, \quad (4.2)$$

где $t_{\text{СПО}}$ – время на спускоподъемные операции, ч.

Коммерческая скорость бурения определяется по формуле (4.3):

$$V_{\text{КОМ}} = \frac{H \times 720}{t_k}, \quad (4.3)$$

где t_k – календарное время бурения, ч.

Средняя проходка на долото определяется по формуле (4.4):

$$V_{\text{ср.д.}} = \frac{H}{T}, \quad (4.4)$$

где T – количество интервалов бурения.

В таблице 4.1 отражены рассчитанные технико-экономические показатели бурения.

Таблица 4.1 – Техничко-экономические показатели бурения

Показатель	Значение
Механическая скорость бурения, м/ч	16,25
Рейсовая скорость бурения, м/ч	15,13
Коммерческая скорость бурения, м/ст.мес	4633,4
Средняя проходка на долото, м	758,2

4.2.3 Линейных календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать выходных дней. Доставка вахт на месторождение осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт. Состав бригады представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Состав буровой бригады

Наименование	Разряд	Количество
Буровой мастер	—	1
Помощник бурового мастера	—	3
Бурильщик	6	4
Бурильщик	5	4
Помощник бурильщика	5	4
Помощник бурильщика	4	4
Электромонтер	5	4
Слесарь	5	2
Лаборант	—	2

Согласно нормативной карте, вышкомонтажные работы составляют 1080 часов или 45 суток. Календарное время бурения составляет 558,5 часов или 23,3 суток. Время, приходящееся на испытание скважины на продуктивность, составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Линейный календарный график проведения работ по строительству скважины представлен на рисунке 4.2.

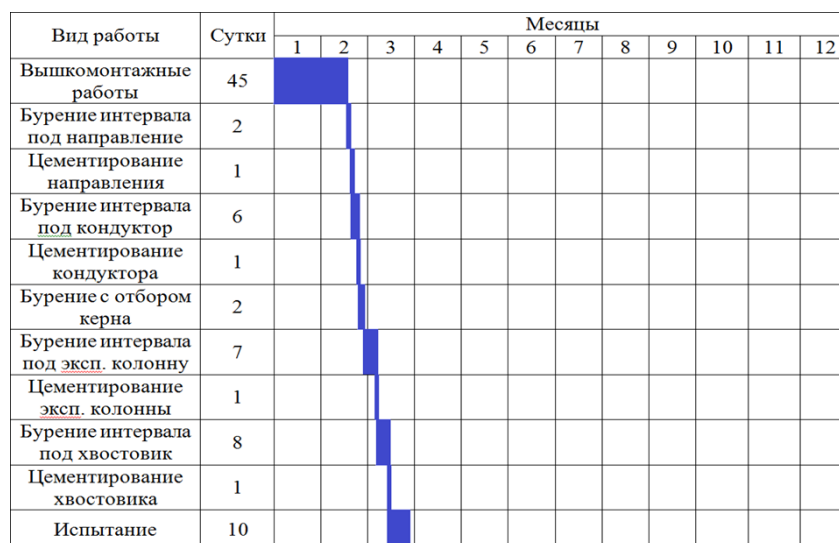


Рисунок 4.2 – Линейный график проведения работ по строительству скважины

4.3 Сметная стоимость строительства горизонтальной скважины

Для обоснования стоимости строительства скважин составляют сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет стоимости

строительства скважины. Смета на строительство скважин определяет сумму затрат, необходимых для выполнения этих работ, и является основой для заключения договоров между буровыми и нефтегазодобывающими предприятиями и финансирования буровых работ.

Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» [19], состоящего из трех частей:

- I часть – подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин;
- II часть – строительные и монтажные работы;
- III часть – бурение и испытание на продуктивность скважин.

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются в зависимости от времени и объема работ.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады, содержание бурового оборудования, амортизацию бурового оборудования, запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации, химические реагенты и др.

К затратам, зависящим от объема бурения (как правило, на 1 м проходки): расход долот, износ бурильных труб и др.

Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

Сметные расчеты на бурение скважины представлены в таблице Ж.2, на крепление скважины – в таблице Ж.3 (приложение Ж).

Стоимость промыслово-геофизических работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией.

Затраты, описанные в главах 7–11, рассчитываются как доли затрат от предыдущих глав с определенной зависимостью.

Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время определяются исходя из суммарного времени строительства скважины.

Для перевода цен 1984 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82 [14], используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый КЦ/2018-12ти [5]. Для Томской области на декабрь 2020 года индекс составляет 228,6.

Сводный сметный расчет на строительство скважины представлен в таблице Ж.4 (приложение Ж).

Сметная себестоимость строительства скважины (на метр проходки) определяется как разность между сметной стоимостью и плановыми накоплениями по формуле (4.5):

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H}, \quad (4.5)$$

где $C_{см}$ – сметная стоимость, руб;

$П$ – плановое накопление, руб;

H – глубина скважины по стволу, м.

$$c_c^{1м} = \frac{C_{см} - П}{H} = \frac{244119632 - 8226324}{5354} = 64328,7 \text{ руб/м}$$

Выводы по разделу:

В данном разделе были рассмотрены основные направления деятельности и организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз», построен линейный календарный график проведения работ по строительству вертикальной разведочной скважины с использованием буровой установки МБУ 2700/125 ЭК.

На основе данных по скважине и используемому оборудованию были определены технико-экономические показатели бурения (механическая, рейсовая, коммерческая скорость бурения и средняя проходка на долото).

Для обоснования стоимости строительства скважин был составлен сметно-финансовые расчеты по видам работ и сводный сметный расчет

стоимости строительства скважины. Сметная стоимость строительства скважины (на метр проходки) составила 64328,7 руб/м.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

На сегодняшний день уделяется большое внимание безопасности при строительстве нефтяных и газовых скважин. В первую очередь это объясняется тем, что данная деятельность представляет собой опасность для здоровья человека, а буровая установка является одним из наиболее опасных производственных объектов.

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [43].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [41].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [44].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [42]. Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком

случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [42].

5.2 Производственная безопасность

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 5.1.

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

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	вредные	опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Бурение ствола скважины. 3. Спуско-подъемные операции. 4. Цементирование скважин под каждую колонну. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды. 2. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. 3. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей. 4. Производственные факторы, связанные со световой средой. 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487-09 РД 10-525-03 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ РД 51-1-96 ППРФ от 23.02.1994 №140 РД 39-1.13-057-2002

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

Климат Ямало-Ненецкого автономного округа континентальный, характеризуется продолжительной и холодной зимой с сильными ветрами и метелями, коротким и прохладным летом с длинным световым днем, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [18] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового

облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [44].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40⁰С предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. к средствам индивидуальной защиты в летний период – головные уборы.

Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [19] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{рз} , мг/м ³
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с

требованиями СНиП 2.04.05-91 [20]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [21].

Повышенный уровень шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [22] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА. Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [23]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 [24].

Повышенный уровень вибрации

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [25].

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами

индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

Опасные и вредные производственные факторы, связанные со световой средой

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНГП) и приведены в таблице 5.4 [26].

Таблица 5.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Наибольшую опасность на объекте представляют насекомые как переносчики инфекционных заболеваний. Наиболее распространенное природно-очаговое заболевание, характерное для района проведения работ – клещевой энцефалит.

Главным профилактическим мероприятием от заболевания являются противо-энцефалитные прививки. К СИЗ относят использование специальной защитной одежды и репеллентных средств; к коллективным средствам защиты относятся оборудование и препараты для дезинсекции. Мероприятия проводятся в соответствии с Р 3.5.2.2487-09 [27].

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНГП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [28]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [29] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к незаизолированным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

ГОСТ 12.1.019 [30] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [31] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [32];

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

Расположение рабочего места на значительной высоте

В процессе строительства скважин требуется нахождение работника на высоте выше норматива, составляющего 2 м, и может стать причиной возникновения механических травм в результате падения.

Мероприятия по предупреждению падений проводятся согласно ПБНГП и включают в себя:

- использование верховым рабочим страховочного каната и предохранительного пояса;
- оборудование рабочего места ограждением высотой не менее 1 м;
- установка маршевых лестниц с уклоном не более 60 градусов (у резервуаров не более 50 градусов) и шириной не менее 0,65 м.

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 газы.

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, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

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 в соответствии с РД 34.21.122-87 [33];
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [34].

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, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;
- исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-89 [35]:

- 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.

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Вода и водные Ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин оголовками.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно- геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно- геологические наблюдения в скважинах и выработках.

Продолжение таблицы 5.5

1	2	3
Недра	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.

5.3.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусмотрена четырехступенчатая система отчистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [36].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе

соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10.06.2018 г. N 800 [37].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

Охрана недр

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [38].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции: обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;

- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;
- предотвращает проникновение газа в проницаемые горизонты;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов применяется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем

регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

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

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

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового

флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [39].

Выводы по разделу:

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены специальные, правовые нормы трудового законодательства, применимые к работникам вахтовым методом, описаны организационные требования при выполнении работ.

Были определены вредные и опасные факторы, которым подвергаются работники во время процесса строительства скважины, описаны необходимые меры предосторожности, предельно допустимые концентрации веществ и способы предотвращения их вредного воздействия.

Проанализированы вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения этих воздействий. Определены возможные ЧС и пути их устранения.

В данном разделе были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Надояхскую свиту нефтяного месторождения» были разработаны следующие разделы: общая и геологическая часть, технологический раздел, специальный раздел, разделы «Социальная ответственность» и Финансовый менеджмент».

В геологической части представлены условия бурения, газонефтеводоносность и возможные осложнения.

В технологической части произведены обоснование и расчет для профиля скважины, конструкции, способа бурения, породоразрушающего инструмента, гидравлической программы промывки, выбора буровой установки, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования, процессов заканчивания, цементирования и освоения скважины. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе строительства скважины.

В специальной части были рассмотрены наночастицы в буровых растворах, описан принцип их действия, а также показано их влияние на фильтрационные, реологические и смазывающие свойства буровых растворов.

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

В разделе «Социальная ответственность» проведен анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Список использованной литературы

1. А.В. Епихин, А.В. Ковалев, А.Ю. Тихонов, И.А. Башкиров. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. – 152 с.;
2. Правила в нефтяной и газовой промышленности (Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности). – Новосибирск: Норматика, 2019. – 164 с. – (Кодексы. Законы. Нормы);
3. Ковалев, А.В. Проектирование конструкций скважины: методическое указание/ А.В. Ковалев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 16 с.
4. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин.
5. Минаков А.В. Исследование влияния добавки наночастиц на свойства буровых растворов / А.В. Минаков, Е.И. Михиенкова, В.А. Жигарев (и др.) // Коллоидный журнал. 2018. №4 (80). С. (435-443).
6. Das S.K., Choi S.U.S., Patel H. // Heat Transfer Eng. 2006. V. 27. № 10. P. 3.
7. Wang X.-Q., Mujumdar A.S. // Int. J. Therm. Sci. 2007.V. 46. P.
8. Терехов В.И., Калинина С.В., Леманов В.В. // Теплофизика и аэромеханика. 2010. Т. 17. С. 173.
9. Minakov A.V., Lobasov A.S., Guzei D.V., Pryazhnikov M.I., Rudyak V.Ya. // Appl. Therm. Eng. 2015. V. 88. P. 140.
10. Minakov A.V., Guzei D.V., Pryazhnikov M.I., Zhigarev V.A., Rudyak V.Ya. // Int. J. Heat Mass Transf. 2016. V. 102.P. 745.
11. Pryazhnikov M.I., Minakov A.V., Rudyak V.Y., Guzei D.V. // Int. J. Heat Mass Transf. 2017. V. 104. P. 1275.

12. Minakov A.V., Pryazhnikov M.I., Guzei D.V., Zeer G.M., Rudyak V.Y. // Int. J. Therm. Sci. 2017. V. 116. P. 214.
13. Евдокимов И.Н. “Наножидкости” и “умные жидкости” в технологиях разработки нефтегазовых месторождений. Учебное пособие для вузов. М.:ООО “Издательский дом Недра”, 2016.
14. Люгай Д.В., Шарафутдинов З.З. // Вести газовой науки. 2010. № 1 (4). С. 270.
15. Sadeghalvaad M., Sabbaghi S. // Powder Technol. 2015. V. 272. P. 113.
16. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/document/149949> (дата обращения: 28.04.2022).
17. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 28.04.2022).
18. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 28.04.2022).
19. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ.
20. Письмо Координационного центра по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве от 14 декабря 2020 г. № КЦ/2020-04ти "Об индексах изменения сметной стоимости строительства по Федеральным округам и регионам Российской Федерации на декабрь 2020 года.
21. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
22. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
24. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

25. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.
26. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.
27. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.
28. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
29. «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (Зарегистрировано в Минюсте России 19.04.2013 N 28222) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2017).
30. Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.
31. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.
32. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
33. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
34. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).
35. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».
36. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
37. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

38. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

39. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

40. Постановление Правительства РФ от 10.07.2018 N 800 (ред. от 07.03.2019) «О проведении рекультивации и консервации земель».

41. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

42. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.

43. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

44. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

45. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

46. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

47. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

Приложения А

Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности интервалов

Интервал Залегания (по вертикали), м		Стратиграфическое подразделение		Угол залегания (падения) пластов по подошве	Крепость пород	Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	Название	Индекс			
1	2	3	4	5	6	7
0,0	242,0	Четвертичные Отложения	Q	-	I	1,5
242,0	513,0	Марресалинская свита	K _{1-2mr}	0 – 0,5	II	1,3
513,0	592,0	Яронгская свита	K _{1jr}	0 – 0,5	II	1,2
592,0	942,0	Танопчинская свита	K _{1tn}	0 – 0,5	II	1,2
942,0	1102,0	Ахская свита	K _{1ah}	0 – 0,5	II	1,2
942,0	1000,0	Арктическая				
1000,0	1030,0	Арктическая 3				
1030,0	1102,0	Западная				
1102,0	1292,0	Малышевская свита	J _{2ml}	0 – 0,5	II	1,15
1292,0	1356,0	Вымская свита	J _{2vm}	0 – 0,5	II	1,15
1356,0	1370,0	Надояхская свита	J _{1-2nd}	0 - 0,5	III	1,15
1370,0	1500,0	Палеозой	PZ	0 - 0,5	III	1,0
Источник данных таблицы: - пункт 9 Приложения 4 геолого-технического задания на строительство поисково-оценочной скважины №57 ПО на Суровом лицензионном участке.						

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали), м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	242	пески	30	Аллювиальные и озерно-аллювиальные, супесчано-суглинистые породы, содержащие подчиненные прослои и пачки песчано-гравийно-галечникового материала, и растительные остатки.
			суглинки	20	
			глины	45	
			супеси	5	
			алевролиты	20	
K _{1-2mr}	242	513	глины,	30	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
			алевролиты	20	
			песчаники	40	
			пески	10	
K _{1jr}	513	592	глины	60	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда известковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
			алевролиты	15	
			песчаники	20	
			алевриты	5	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
K ₁ tn	592	942	песчаники	50	Представлена серыми, темно-серыми и реже бурыми глинами, иногда извесковыми, в основании свиты нередко с прослоями глинистых алевролитов с глауконитом. В глинах содержатся остатки пиритизированных водорослей, чешуйки рыб, двустворки, богатые комплексы фораминифер.
			алевролиты	15	
			глины алевритистые	15	
			песчаники	20	
K ₁ ah	942	1102	песчаники	50	Алевриты, уплотненные пески и песчаники сероцветные с прослоями и линзами буровато-серых алевритовых глин. Характерен растительный детрит, остатки листовой флоры.
			алевриты	15	
			глины алевритистые	15	
			песчаники	20	
J ₂ ml	1102	1292	песчаники	25	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевритистые, слюдистые, иногда спрослойками алевритовуого материала, часто карбонатизированные.
			глины алевритистые	45	
			алевролиты	30	

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6
J ₂ vm	1292	1356	песчаники	20	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевроитистые, слюдистые, иногда спрослойками алевроитовуого материала, часто карбонатизированные.
			алевролиты	30	
			глины алевритистые	50	
J ₁₋₂ nd	1356	1370	песчаники	40	Песчаники и алевролиты светло-серого и серого цвета с глинистым и карбонатным цементом, массивные и косо-волнистослойчатые, с включениями мелкого углистого детрита, слюд. Глины в составе свиты чаще всего серые и темно-серые, в разной степени алевроитистые, слюдистые, иногда спрослойками алевроитовуого материала, часто карбонатизированные.
			алевролиты	30	
			глины алевритистые	30	
PZ	1370	1500	глины аргиллитоподо бные	40	В верхней части: глины аргиллитоподобные темно-серые, тонкоотмученные до алевроитовых, со стяжениями пирита.
			алевриты	35	
			песчаники	25	

Таблица А.3 - Геокриологическая характеристика разреза

Индекс стратиграфического	Интервал залегания многолетне- мерзлых пород, м		Характер распространения (сплошное, прерывистое, массивное, островное)	Строение мерзлых толщ в вертикальн ом направлени и (сплошное, прерывисто е)	Тип ММП	Литологи ческая характери стика слоя ММП	Температ ура, °С	Физические свойства пород		Наличие межмерзлот ных таликов, м	Давление флюида в межмерзлот ных таликах
	от	до						Влаж ность , %	Льди стост ь, %		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q – K _{1-2mr}	0	260	сплошное	сплошное	сливаю щий	Суглини сто песчаны е грунты	-7,0 до- 1,5	15- 25	15- 28	50-80	P _{пл} = P _{гидр}

Примечание: Межмерзлотные талики имеют неповсеместное распространение (вблизи крупных рек и термокарстовых озер)

Таблица А.4 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфи- ческого подразделен- ия	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, процент	Проницаемость, м Дарси	Глинистость, процент	Карбонатность, процент	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород	
	от (верх)	до (низ)									По буримости (I, II, III и т.д.)	породы промышленной классификации (мягкая, средняя и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	242	пески, суглинки, глины, супеси	2,0 2,0 2,0 2,0	25-30 25-30 25-30 25-30	2500 0 0 0	10 90 90 90	0 0 0 0	1 5 5 5	X IV IV IV	I	Мягкая
K ₁₋₂ mr	242	513	глины, алевролиты, песчаники, пески	2,3 2,2 2,1 2,0	16 20 22 25-30	0 0 50-300 2500	95 20 10-20 10	2 2 3 0	5 5 5 5	IV VI X X	I	Мягкая
K ₁ jr	513	592	глины, алевролиты, песчаники, алебриты	2,0 2,4 2,2 2,4	22 14 20 14	10-30 0 10 0	95 20 15 20	10 5-10 10 5-10	3,5 3,5 3,5 3,5	IV VI X VI	I	Мягкая
K ₁ tn	592	942	песчаники, алевролиты, глины алебритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	I	Мягкая

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₁ ah	942	1102	песчаники, алевролиты, глины алевритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	I	Мягкая
J ₂ ml	1102	1292	песчаники, алевролиты, глины алевритистые, песчаники	2,4 2,2 2,4 2,4	15 22 20 15	2500 10-20 0-10 2500	100 0-20 30 100	10 0-10 0-10 10	3 1 2 3	X VI VI X	II	Средняя
J ₂ vm	1292	1356	песчаники, алевролиты, глины алевритистые	2,4 2,2 2,4	15 22 20	2500 10-20 0-10	100 0-20 30	10 0-10 0-10	3 1 2	X VI VI	II	Средняя
J ₁₋₂ nd	1356	1370	песчаники, алевролиты, глины алевритистые	2,4 2,2 2,4	15 22 20	2500 10-20 0-10	100 0-20 30	10 0-10 0-10	3 1 2	X VI VI	III	Твёрдая
PZ	1370	1500	глины аргиллитоподобные алевриты песчаники	2,98 2,3 2,4	0-45 15 15	0-10 5-20 2500	0-10 20 100	100 0-5 0-5	2 2 2	X VI X	III	Твёрдая

Примечание:

- М.Г. Абрамсон, Б.В. Байдюк, В.С. Зарецкий «Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых месторождений»

Таблица А.5 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируе мый интервал		Градиент давлений												Градиент Температуры , °C/100 м	
			Пластового, МПа/м			Порового МПа/м			Гидроразрыва МПа/м			Горного МПа/м			°C/100 м	Источник получения
	от	до	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения	от	до	Источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	242	-	0,0100	прогноз	-	0,0100	прогноз	-	0,0196	прогноз	-	0,020	прогноз	0,02	прогноз
K _{1-2mr}	242	513	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K _{1jr}	513	592	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K _{1tn}	592	942	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
K _{1ah}	942	1102	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J _{2ml}	1102	1292	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0196	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J _{2vm}	1292	1356	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0196	0,0210	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
J _{1-2nd}	1356	1370	0,0100	0,0100	прогноз	0,0100	0,0100	прогноз	0,0210	0,0210	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз
PZ	1370	1500	0,0110	0,0110	прогноз	0,0110	0,0110	прогноз	0,0210	0,0210	прогноз	0,023	0,023	прогноз	2,7	прогноз

Таблица А.6– Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Прогнозируемые интервалы, м		Ожидаемые осложнения	Условия возникновения	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Q	0	242	Оползни и обвалы стенок скважины при растеплении ММП, затяжки, прихваты бурового инструмента.	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химических реагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки.
K _{1-2mr} - K _{1tn}	242	942	Кавернообразования, возможны поглощения промывочной жидкости, прихват бурового инструмента	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химических реагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки.

Продолжение таблица А.6

1	2	3	4	5	6
K _{1ah} - J _{1-2nd}	942	1370	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химических реагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки.
PZ	1370	1500	Возможны прихваты бурового инструмента, поглощения промывочной жидкости, сальникообразования, кавернообразования, риск ГНВП	Повышение водоотдачи, несоблюдение режима промывки ствола скважины от выбуренной породы, превышение допустимой скорости спуска бурильных и обсадных труб.	Постоянный долив скважины, добавление в раствор химических реагентов, ограничение скорости СПО, промежуточные промывки и проработки.

Приложение Б

(обязательное)

Исходная информация по нефтяному месторождению Томской области

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения, пласта(зональный проект/ФБУ ГКЗ)	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, дарси / сантипуаз	Содержание серы, процент по весу	Содержание парафина, процент по весу	Свободный дебит, м ³ /сутки	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, процент по объему	Содержание углекислого газа, процент по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости	Давление в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
БЯ10	942	1000	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	10,0
БЯ15	1000	1030	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	10,3
НП7	1050	1080	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	10,8
Ю2-4	1150	1200	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	12,0
Ю7-9	1300	1340	поровый	0,74	0,823	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	н/д	13,4

Таблица Б.2. – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, %	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации Мг/л	Тип воды по Сулину: ГКН- гидрокарбонатнонатриевый. ХЛК – хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
БЯ10	942	1000	поровый	1,004- 1,009	195-500	30	3385- 5500	17-24	85-170	200- 3500	33-73	180- 340	8-10	ХЛК	нет

Приложение В

(обязательное)

Данные по конструкции и профилю проектируемой скважины

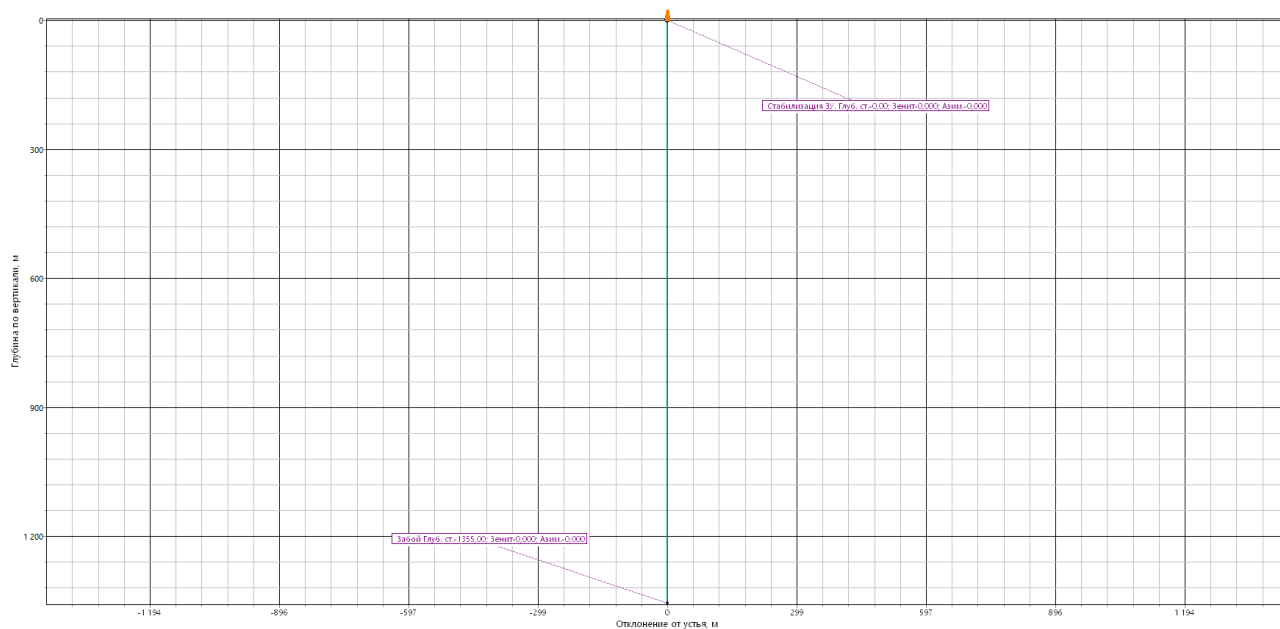


Рисунок В.1 – Проектный профиль скважины

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

Тип профиля		Наклонно-направленная							
Исходные данные									
Глубина скважины по вертикали, м				1355		Интенсивность искривления на первом участке набора зенитного угла, град/10 м			0
Глубина кровли продуктивного пласта, м				942/942		Интенсивность искривления на втором участке набора зенитного угла, град/10 м			0
Отход скважины, м				0		Интенсивность искривления на участке малоинтенсивного набора зенитного угла, град/10 м			0
Длина интервала бурения по пласту, м				208		Зенитный угол в конце первого участка набора угла, град			0
Зенитный угол в конце участка малоинтенсивного набора угла, град				0		Зенитный угол при входе в продуктивный пласт, град			0
Расчетные данные									
№ интервала	Длина по вертикали, м			Длина по стволу, м		Зенитный угол, град		Отход, м	
	от	до	всего	интервала	всего	в начале	в конце	За интервал	всего
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	0	1355	0	0	0	0	0	0	0
Итого	1355		1355	1355	1355	0	0	0	0

Приложение Г

(обязательное)

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица Г.1 – Проектируемые КНБК по интервалам бурения

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под направление (0-260 м)							
1	393,7 Глубур М-ЦГВ 111	0,65	393,7	-	3-177	Ниппель	0,250
2	Переводник М177хМ171	0,52	225	100	3-177	Муфта	0,093
					3-171	Муфта	
3	К-390 М	1,64	390	80	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	ДРУ-240 с КОБ (3/4)	10	240	-	3-171	Ниппель	2,7
					3-171	Муфта	
5	Переводник М161хН171	0,53	225	76	3-171	Ниппель	0,090
					3-161	Муфта	
6	УБТС2-203х100 Д	24	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
7	Переводник М133хН161	0,52	225	76	3-161	Ниппель	0,087
					3-133	Муфта	
8	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	7,06
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под кондуктор (260–942 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 295,3 ВТ 419 СР	0,39	295,3	-	3-152	Ниппель	0,12
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,093
					3-152	Муфта	
3	К 295,3 М	0,90	295,3	185	3-152	Ниппель	0,114
					3-152	Муфта	
4	Переводник М171хН152	0,52	225	80	3-152	Ниппель	0,060
					3-171	Муфта	
5	ДРУ-240 с КОБ (3/4)	10	240	-	3-171	Ниппель	2,700
					3-171	Муфта	
6	Переводник Н171хМ161	0,521	225	101	3-171	Ниппель	0,087
					3-161	Муфта	
7	УБТС2-203х100 Д	16	203	100	3-161	Ниппель	5,136
					3-161	Муфта	
8	Переводник Н161хМ133	0,52	225	100	3-161	Ниппель	0,060
					3-133	Муфта	
9	УБТС2-178	8	178	80	3-133	Ниппель	1,872
					3-133	Муфта	
10	Яс SJ-172 мм	5,6	172	68	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
11	УБТС2-178	8	178	80	3-133	Ниппель	1,872
					3-133	Муфта	
12	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	27,993
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Бурение под эксплуатационную колонну (942-1355 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 220,7 ВТ 416 У	0,385	220,7	80	3-117	Ниппель	0,025
2	Переводник М-117/133	0,47	220	56,8	3-117	Муфта	0,037
					3-133	Муфта	
3	КЛС-220 СТ	0,295	220,7	80	3-133	Ниппель	0,058
					3-133	Муфта	
4	Переводник П-133/117	0,457	178	56,8	3-133	Ниппель	0,030
					3-117	Муфта	
5	ДРУ-172.7/8 РС с КОБ	9,5	172	-	3-117	Ниппель	1,200
					3-117	Муфта	
6	Переводник П-117/133	0,5	178	56,8	3-117	Ниппель	0,051
					3-133	Муфта	
7	УБТС2-178	16	178	80	3-133	Ниппель	3,744
					3-133	Муфта	
8	Яс SJ-172 мм	5,6	172	68	3-133	Ниппель	0,682
					3-133	Муфта	
9	УБТС2-178	16	178	80	3-133	Ниппель	3,744
					3-133	Муфта	
10	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108,6	3-133	Ниппель	40
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Г.1

Отбор керна (1300–1340 м)							
1	2	3	4	5	6	7	8
1	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	0,385	220,7	-	3-161	Ниппель	0,08
2	Переводник П 161х133	0,5	220	58,6	3-161	Муфта	0,04
					3-133	Ниппель	
3	Керноотборный снаряд СК 178/100 ТРИАС	16	178	100	3-133	Муфта	2
					3-133	Муфта	
4	УБТС2-178х90 Д	16	178	90	3-133	Ниппель	2,496
					3-133	Муфта	
5	СБТ ТЫПК 127х9,19 Е	2886	127	108	3-133	Ниппель	40,8
					3-133	Муфта	

КНБК для отбора керна в других продуктивных пластах (942-1000; 1000-1030; 1050-1080; 1150-1200) аналогична представленной в таблице Г.1. Изменяется только длина бурильных труб СБИ127х9,19 марки Е.

Таблица Г.2 – Результаты расчета бурильных колонн на напряжение в клиновом захвате

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	1355	ПК 127 X 9,19	127	Е	9,19	3-133	990	82,7	50,04	2,66	2,79

Приложение Д

Таблица Д.1 – Результаты расчета потребного объема бурового раствора

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала , м ³ .
от	до					
0	260	260	393,7	-	1,49	47,02
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,67
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						22,62
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						1,04
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						93,02
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						117,35
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						141,05
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						0
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала , м ³ .
от	до					
260	942	942	295,3	0,306	1,34	76,86
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						1,56
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						41,54
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						3,03
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						159,73
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						205,86
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						0
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						230,75
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал $V_{\text{перев}}$						0
Эксплуатационная колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала , м ³ .
от	до					
942	1355	1355	220,7	0,2226	1,17	56,25
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации $V_{\text{фил}}$						0,66
Расчетные потери бурового раствора при очистке $V_{\text{пот}}$						15,61
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО $V_{\text{СПО}}$						3,52
Объем раствора в конце бурения интервала $V_{\text{бр}} - V_{\text{восп}}$						118,5
Потребное количество бурового раствора на интервале $V_{\text{бр}}$						138,28
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала $V_{\text{перев}}$						0
Потребное количество бурового раствора с запасом $V_{\text{потр}}$						168,75

Таблица Д.2 – Результаты расчета потребности химических реагентов по интервалам

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Каустическая сода	Регулятор pH	25	141	6	119	5	94	4	354	15
Карбонат калия	Регулятор жесткости	25	-	-	238	10	187	8	425	18
Оснопак-ВО	Высоковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	285	12	2810	113	3095	125
Глинопорошок ПБМБ	Структурообразователь	1000	14105	15	-	-	-	-	14105	15
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	40	282	8	-	-	-	-	282	8
ФХЛС (феррохромлигносульфонат) 25кг	Понизитель вязкости	25	1693	68	-	-	-	-	1693	68
Утяжелитель	Утяжеление БР	1000	33101	34	-	-	10969	11	44069	45
Сульфонол	ПАВ	200	-	-	238	2	-	-	238	2
Поликсан	Структурообразователь	25	-	-	71	3	-	-	71	3
Оснопак-НО	Низковязкий понизитель фильтрации	25	-	-	1188	48	-	-	1188	48
Seurvey D1	Инкапсулятор	25	-	-	238	10	-	-	238	10
Биолуб Green	Смазка	200	-	-	2375	12	-	-	2375	12
Гаммаксан	Структурообразователь	25	-	-	-	-	656	27	656	27
Atren SL	Понизитель фильтрации	25	-	-	-	-	5621	225	5621	225

Продолжение таблицы Д.2

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов							
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Итого	
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Atren Gap	Регулирование плотности, ингибирование поровых каналов продуктивного пласта	200	-	-	-	-	14988	75	14988	75
Atren Bio	Бактерицид	25	-	-	-	-	187	8	187	8
Atren Antifoam A	Пеногаситель	200	-	-	-	-	187	1	187	1

Таблица Д.3 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	260	БУРЕНИЕ	0,40	0,056	КОМБИНИРОВАННАЯ	4	15.9	87,4	3,68
Под кондуктор									
260	942	БУРЕНИЕ	0,80	0,090	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	12	90,2	3,29
Под эксплуатационную колонну									
942	1355	БУРЕНИЕ	1,27	0,107	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	106,3	3,07
Отбор керна									
1300	1340	Отбор керна	0,66	0,053	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	52,6	0,36

Таблица Д.4 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	260	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	170	192,6	0,85	125	34,85	69,7
260	942	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	125	30,6	61,2
942	1355	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	90	160	220,5	0,85	82	20,07	40,15
1300	1340	Отбор керна	УНБТ-950	1	90	160	220,5	0,85	82	20,07	20,07

Таблица Д.5 – 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				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойном двигателе			
0	260	БУРЕНИЕ	129,5	53,2	39,4	26,5	0,4	10
260	942	БУРЕНИЕ	171,6	53,8	30,3	68	9,4	10
942	1355	БУРЕНИЕ	196,3	73,2	40	39,9	33,3	10
1300	1340	Отбор керна	90,5	18,3	0	36,1	30,9	5,1

Приложение Е

Таблица Е.1 – Количество составных компонентов тампонажной смеси, буферной и продавочной жидкостей

Параметр	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
1	2	3	4
Давление гидроразрыва ($0,95P_{гр}$), МПа	4,75	17,2	24,74
Давление составного столба жидкости в КП ($P_{сч\ кп}$), МПа	3,98	13,76	17,1
Гидродинамические потери давления в КП ($P_{гдкп}$), МПа	0,34	1,22	1,76
$P_{счкп} + P_{гдкп}$ МПа	4,32	14,98	18,86
Буферная жидкость			
Объем, м ³	20,9	11,53	1,4
Плотность	1030	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	5,65	2,34	0,93
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	20576	11600	1313
Буферная жидкость			
Объем, м ³	20,9	11,53	5,49
Плотность	1030	1100	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	16,54	8,76	6,89
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	13524	11460	5250

Продолжение таблицы Е.1

Тампонажный раствор нормальной плотности			
Объем, м ³	Объем, м ³	Объем, м ³	Объем, м ³
Плотность, кг/м ³	Плотность, кг/м ³	Плотность, кг/м ³	Плотность, кг/м ³
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	Объем воды необходимый для приготовления, м ³	Объем воды необходимый для приготовления, м ³	Объем воды необходимый для приготовления, м ³
Наименование компонента	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 50
Масса компонента, тонн	8,86	7,8	3,96
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	1	1
Расход НТФ, кг	4,4	3,88	1,97
Облегченный тампонажный раствор			
Объем, м ³	18,21	14,31	8,69
Плотность, кг/м ³	1400	1400	1400
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	12,15	9,55	5,8
Наименование компонента	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50
Масса компонента, тонн	15	11,79	7,16
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	2	2	1
Расход НТФ, кг	7,46	5,68	3,56
Продавочная жидкость			
Объем, м ³	19,05	39,58	29,24
Плотность, кг/м ³	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода

Приложение Ж

Таблица Ж.1 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего, час
		от	до	проходка на долото, м	время бурения 1 м, ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Вышкомонтажные работы										1080
Подготовительные работы к бурению										96
Бурение под направление Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	Ш 393,7 М-ЦГВ	0	260	260	0,02	260	1	1	0,04	1,04 0,03 0,13 0,24 0,43 1,13 0,37 23,61 1,43 0,3 28,71

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под кондуктор Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 295,3 BT 419 CP	26 0	942	682	0,02	730	1	15,6	1,45	46,59 0,31 5,47 0,24 2,33 0,83 0,6 51,3 5,45 4,8 0,9 118,82
Бурение под эксплуатационную колонну Промывка (ЕНВ) Наращивание (ЕНВ) Смена долот (ЕНВ) ПЗР к СПО (ЕНВ) Сборка и разборка УБТ (ЕНВ) Установка и вывод УБТ за палец Крепление (ЕНВ) ПГИ (ЕНВ) Ремонтные работы (ЕНВ) Смена вахт (ЕНВ) Итого:	БИТ 220,7 В 513 UE.50	942	1355	413	0,07	516	1	132.23	8,24	140.47 1,13 1,33 0,24 2,10 2,0 0,2 68,4 10,1 5,9 1 232,87
Испытание скважины на продуктивность										248,4

Таблица Ж.2 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовит. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
затраты, зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%		-	-	175,6	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19	-	-	0,04	5,53	1,94	268,09	2,26	250,13
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	2,35	-	46,43	-	75,04
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,04	0,58	1,94	27,94	2,26	26,10
Социальные отчисления, 30%		-	-	-	-	0,24	-	4,84	-	8,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011,4	0,04	10,11	1,94	490,55	2,26	457,68
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем Пластов	сут	1317	4	5732	0,04	52,68	1,94	2554,98	2,26	2593,73
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6	-	-	-	-	1,94	435,72	2,26	406,53
Прокат ВЗД	сут	19,46	4	77,84	-	-	1,94	37,75	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %.	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	2,26	436,13
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут.	8,9	4	35,6	0,04	0,36	1,94	17,27	2,26	16,11
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут.	7,54	-	-	0,04	0,30	1,94	14,63	2,26	13,64
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48	4	516,6	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93	-	175,6	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Ж.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4	135,68	0,04	1,36	1,94	65,80	2,26	61,39
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4	401,6	0,04	4,02	1,94	194,78	2,26	181,72
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,04	0,22	1,94	10,73	2,26	10
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4	677,16	0,04	6,77	1,94	328,42	2,26	1306,41
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4	-	-	0,2	15,08	109	8218,6	-	-
Сода каустическая	т	875,2	-	-	0,036	31,5072	0,16	140,032	0,5	137,6
ПАА	т	215,6	-	-	-	-	0,12	25,872	-	-
ПАЦ	т	983	-	-	-	-	1,8	1769,4	-	-
Смазывающая добавка	т	1054,1	-	-	-	-	1,4	1475,74	2,26	5586,73
Полиакрилат натрия	т	106,6	-	-	-	-	-	-	2,26	479,7
Биополимер (ксантановая смола)	т	1223,5	-	-	-	-	-	-	2,26	1125,62
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,63	2,32	4	1,4	3,2	1,12	12	4,2
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,2	186,8	18	300,24
Материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,8	558,22	33,3	668,66	66,9	1343,35
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				10095,12		690,7272		20210,23		16522,14
затраты, зависящие от объема работ										
III 393,7 М-ЦГВ	шт	1546	-	-	-	-	0,16	1546	-	-
БИТ 295,3 ВТ 419 СР	шт	4852,7	-	-	-	-	0,28	1358,7	-	-
БИТ 220,7 В 513 УЕ.50	шт	5234,4	-	-	-	-	-	-	-	-
Транспортировка труб	т	4,91	-	-	18,4	90,34	24,8	121,77	60,9	299,02
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	смена	1268								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	0		466,44		1480,47		2456,62	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	-	-	10095,12		1157,167		21690,7		18978,76	
Всего по сметному расчету, руб	78015,97									

Таблица Ж.3 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
затраты, зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	Сут	129,15	0,04	5,17	1,94	250,55	5,85	755,53
Социальные отчисления, 30%		-	-	39,30	-	85,80	-	114,30
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	Сут	11,6	0,04	0,46	1,94	22,50	5,85	67,86
Социальные отчисления, 30%		-	-	3,50	-	7,70	-	10,30
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,04	0,30	1,94	14,63	5,85	44,11
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,86	0,04	10,11	1,94	490,55	5,85	1479,23
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,04	57,32	1,94	2780,02	5,85	8383,05
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,04	16,78	1,94	813,64	5,85	2453,49
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,04	5,56	1,94	269,45	5,85	812,51
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,04	4,03	1,94	195,63	5,85	589,91
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,04	0,36	1,94	17,27	5,85	52,07
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,04	4,02	1,94	194,78	5,85	587,34
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,04	6,77	1,94	328,42	5,85	990,35
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,04	0,74	1,94	35,70	5,85	107,64
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,04	1,36	1,94	65,80	5,85	198,43
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	6	49,26	21	172,4	16	131,4

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	10	11
Башмак колонный БКП-324	шт	45,5	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-245	шт	32	-	-	-	-	-	-
Башмак колонный БКП-178	шт	24	-	-	-	-	1	32
Центратор ЦЦ-2-324/394	шт	21,5	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-245/295	шт	25,4	-	-	-	-	-	-
Центратор ЦЦ-4-178/216	шт	18,7	-	-	-	-	50	935
ЦКОД-324 ОТТМ	шт	113,1	-	-	-	-	-	-
ЦКОД-245 ОТТМ	шт	105	-	-	-	-	1	105
ЦКОД-178 ОТТМ	шт	100,6	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-324	шт	59,15	-	-	-	-	-	-
Продавочная пробка ПРП-Ц-245	шт	30,12	-	-	-	-	1	30,12
Продавочная пробка ПРП-Ц-178	шт	28,42	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-324Р1	шт	3960	-	-	-	-	-	-
Головка цементируочная ГЦУ-245Р1	шт	2880	-	-	-	-	1	2880
Головка цементируочная ГЦУ-178Р1	шт	2670	-	-	-	-	-	-
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб	-	-	4489,14		10089,49		24415,48	
затраты, зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х11	м	28,53	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х12	м	16,47	-	-	-	-	-	-
Обсадные трубы 178х9,2	м	19,96	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы Ж.3

1	2	3	4	5	6	7	10	11
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-150	т	26,84	1,75	46.97	75.89	2036.9	-	-
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ- III Об(5)-100	т	19,84	-	-	-	-	14,5	426,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,9 9	2	291,98	3	437,97	4	835,4
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,79	16,77	25,87	155,48	52,6	234,4
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40,04	1,2	55,8
Опрессовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1	87,59	1	87,59	1	93,4
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	71,4
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	12	612,3
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	3	115,1
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	42
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49	-	-	16	247,84	22	336,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,23	41,84	34,8	652,85	10,5	196,98
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,76	7,5	281,4	3	112,56
Транспортировка вахт, руб	1268							
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2501,04		28003,37		9721,14	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт	руб.		10950,52		48365,07		66882,01	
Всего по сметному расчету	руб.		239499,00					

Таблица Ж.4 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Код номер сметного расчета	Наименование работ и затрат	Един. изм.	Объем работ всего	Сумма в ценах 1984 года	Индекс к виду работ	Сметная стоимость в текущих ценах всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Глава 1	Подготовительные работы					
1.1	см.рас. 1,1	Обустройство площадки	%	100	78 997	228,6	18 058 714
1.2	см.рас.	Рекультивация	%	100	12 364	228,6	2 826 410
1.3	см.рас.1.1	Разборка трубопроводов	%	100	2295	228,6	524 637
		Итого по подготовительным			93 656		21 409 762
2	Глава 2	Вышкостроение и монтаж оборудования					
2.1	см.рас. 2.1	Строительство и монтаж	монтаж	1	177 994	228,6	40 689 428
2.2	"-	Разборка и демонтаж	демонт.	1	11 351	228,6	2 594 839
2.3	см.рас. 2.2	Монтаж оборудоваия для испытания	монтаж	1	13 905	228,6	3 178 683
2.4	"-	Демонтаж оборудования для испытания	демонт.	1	1674	228,6	382 676
		Итого по вышкостроению и монтажу			204 924		46 845 626
3	Глава 3	Бурение и крепление					
3.1	см.рас. 3.1	Бурение скважины	пог.м	3542	124 762	228,6	28 520 647
3.2	см.рас. 3.2	Крепление скважины	%	100	66 076	228,6	15 104 887
3.4	Расчет	Затраты буровой бригады при проведении ВСП	сут	10	0	228,6	0
		Итого по бурению и креплению			190 838	228,6	43 625 534

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Глава 4	Испытание скважины					
4.1	см.расч. 4.1	Испытание в процессе бурения	объект	1	14 037	228,6	3 208 858
4.2	см.расч. 4.2	Испытание первого объекта	объект	1	0	228,6	0
4.3	"-	Консервация скважины	объект	0	6 872	228,6	1 570 939
4.4	расчет	Ликвидация (консервация) скважины	скв.	1	8080	228,6	1847088
		Итого по испытанию			28 989		6 626 885
5	Справка	Промыслово-геофизические работы					
		(от глав 3 и 4)	11%		24180,95439		5 527 766,17
5.1		Проведение ВСП					0
		Итого промыслово-геофизических работ			24180,95439		5527766,174
6	Глава 6	Доп-ные затраты при производстве строи-					
		тельно-монтажных работ в зимнее время:	5,40%				
		Снегоборьба, 0,4%	0,40%		11 943	228,6	2730215,52
6.5	расчет	Эксплуатация теплофикационной котельной	сут	78,7	30 610	228,6	6997446
		Итого по главе 6			58 677		13 413 452
		ИТОГО прямых затрат			601 264		137 449 026
7	Глава 7	Накладные расходы	25,00%		150 316		27 077 458
8	Глава 8	Плановые накопления	8,00%		60 126		8 226 324
		ИТОГО с накладными и плановыми			811 707		172 752 809

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8
9	Глава 9	Прочие работы и затраты					
9.1		Дополнительные затраты					
9.2		- премиальные доплаты	24,50%		198 868,18		4 595 224,72
9.3		- надбавка за вахтовый методработы	4,40%		35 715,10		915 589,89
9.4		- северные льготы	2,98%		24 188,86		5 148 033,70
9.6		Промыслово-геофизические работы	руб				14 200 000
		Услуги по отбору керна	руб				3 150 000
9.7	расчет	Транспортировка керна	тн	0,5			11 456
9.8	расчет	Изготовление керновых ящиков	ящик	14			22 086
9.9	расчет						
9.10	расчет	Авиатранспорт	руб				3 975 300
	расчет	Транспортировка вахт автотранспортом	руб	2	68 000,00		136 000
9.11	см.расчет	Бурение скважины на воду					870 600
9.12		Переввозка вахт до г. Ноябрьск	руб				112 000
9.13	расчет	Услуги связи на период строительства скважины					25 300
		Итого прочих работ и затрат			326 772		33 161 590
		ИТОГО по гл 1-9			1 138 479		205 914 399
10		Резерв средств на непредвиденные					
		Расходы	5,00%		56923,94962		966645,5724
		Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по главам 1-8	0,20%		1623,413698		337670,0491
		ИТОГО			1 197 026		206 881 044

Продолжение таблицы Ж.4

1	2	3	4	5	6	7	8
		Подрядные работы					
11		Затраты по составлению Геолпроекта					0
11.1		- затраты на экспертизу Геолпроекта					0
12		Затраты по составлению ПСД в т.ч.					0
12.1		- затраты на экспертизу промышленной безопасности ПСД					0
12.2		- затраты на экспертизу ПСД					0
13		Научное сопровождение при Строительстве					0
14		Приемка, хранение и обслуживание керна					0
		Итого по подрядным работам					0
		ВСЕГО ПО СМЕТЕ					206 881 044
		НДС	20%				48 823 926
		ВСЕГО с учетом НДС					244 119 632