

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 ВАНАВАРСКУЮ СВИТУ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.143:622.243.22:622.324.5

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к. т. н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И.УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

		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	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения,	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов

оборудования	обрабатывать и представлять экспериментальные данные	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	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)–1 Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при строительстве скважин
			ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах строительства и капитального ремонта скважин

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	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.		ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промышленную теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов строительства скважин

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
			ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса строительства нефтяных и газовых скважин	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в процессе строительства скважин на нефть и газ

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06.2017 № 533н) 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-

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				<p>коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
	<p>2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.</p>	<p>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»</p>	<p>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</p>	<p>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</p>

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Ванаварскую свиту газового месторождения»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 39-40/с от 08.02.2022, № 158-47 от 07.06.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Особые условия бурения: подобрать затирочные и кальматационные материалы для зон поглощения бурового раствора Интервал отбора керна: во всех продуктивных пластах Тип профиля: вертикальный Объект испытания в процессе бурения: все продуктивные пласты Минимальный уровень жидкости в обсадной колонне: до полного опорожнения Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3010 м Диаметр эксплуатационной колонны: 146,1 мм Способ цементирования: одноступенчатый Конструкция забоя: зацементированная колонна Способ освоения скважины: кумулятивный тип перфорации и способ вызова притока струйными насосами
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ Геологические условия бурения Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади) Зоны возможных осложнений ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> Обоснование конструкции эксплуатационного забоя Построение совмещенного графика давлений Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска Выбор интервалов цементирования Расчет диаметров скважины и обсадных колонн Разработка схем обвязки устья скважины Углубление скважины <ol style="list-style-type: none"> 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. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкостей 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования 2.4.2.4.2. Расчет 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
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Кривицына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович		

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)
11.02.2022	1. Общая и геологическая часть	10
05.04.2022	2. Технологическая часть	40
22.04.2022	3. Резцы ONYX 360	20
13.05.2022	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
30.05.2022	5. Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович

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

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Общая характеристика предприятия</i>	<i>Основные направления деятельности предприятия</i>
2. <i>Схема и описание организационной структуры управления предприятием</i>	<i>Организационная структура управления предприятием</i>
3. <i>Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора</i>	<i>Расчет сметной стоимости буровых растворов</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСНГ ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	Кандидат технических наук, Доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8В		Вохидов Руслан Муратович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело: бурение нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины на Ванаварскую свиту газового месторождения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Основные положения об организации работы по охране труда в нефтяной промышленности «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ) – ТК РФ глава 47 – ГОСТ 12.0.003-2015. – ГОСТ 12.2.049-80 – ГОСТ 12.2.032-78 – СП 2.2.2.1327-03
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <p>2.1 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов</p> <p>2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; – Повышенные уровни шума и вибрации; – Отсутствие или недостаток искусственного освещения; – Повышенная запыленность и загазованность; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; – Производственные факторы, связанные с электрическим током; – Пожаровзрывоопасность;

	<p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, обувь, каски, очки, наушники, беруши, защитные ограждения, а также использование искробезопасного инструмента.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации:	<p>Воздействие на атмосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей спецтехники, факельных установок; <p>Воздействие на литосферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – вырубка деревьев; – засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами и различными химическими реагентами <p>Воздействие на гидросферу:</p> <ul style="list-style-type: none"> – загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом, загрязнение подземных вод; – нарушение температурного режима вод
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Техногенного характера (пожары и взрывы на буровой площадке); – Природного характера (лесные пожары); – Геологические воздействия (землетрясения, провалы территории и т.д.); <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Газонефтеводопроявления (ГНВП)
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Вохидов Руслан Муратович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 страниц, 19 таблиц, 19 рисунков, 30 литературных источников, 5 приложений.

Ключевые слова: бурение, проектирование, вертикальная скважина, газ.

Объектом исследования является вертикальная скважина на газовом месторождении Ванаварской свиты.

Целью работы является проектирование вертикальной разведочной скважины.

В работе были разработаны технологические решения и рекомендации для строительства скважины глубиной 3010 метров.

В специальной части проекта рассмотрена инновационная технология вращающихся резцов ONYX 360.

Область применения исследований – буровые и сервисные компании, специализирующиеся на бурении скважин.

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:

ВЗД – винтовой забойный двигатель;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

СНС – статическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

PDC – Polycrystalline Diamond Bits;

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 продавочная цементирующая.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	21
1. Общая и геологическая часть.....	22
1.1. Геологические условия бурения	22
1.2. Характеристика нефтегазоводонности месторождения	23
1.3. Зоны возможных осложнений.....	24
2. Технологическая часть	24
2.1. Обоснование и расчет профиля скважины	24
2.2. Обоснование конструкции скважины	24
2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя.....	24
2.2.2. Построение совмещенного графика давлений.....	25
2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	26
2.2.4. Выбор интервалов цементирования	27
2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	27
2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн	29
2.3. Проектирование процессов углубления	32
2.3.1. Выбор способа бурения.....	32
2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента.....	33
2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото	33
2.3.4. Расчет частоты вращения долота.....	34
2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора	35
2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	36
2.3.7. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	38
2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	39
2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	42
2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна	42
2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин	43
2.4.1. Расчёт обсадных колонн на прочность	43
2.4.1.1. Расчёт наружных избыточных давлений	44
2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений.....	46
2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине	48
2.4.2. Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины.....	48
2.4.2.1. Расчёт объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов.....	49

2.4.2.2. Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей	50
2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора.....	50
2.4.2.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементирующего оборудования скважины	51
2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн	54
2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин	54
2.4.4.1. Выбор жидкости глушения	54
2.4.4.2. Выбор типа фонтанной арматуры	55
2.4.4.3. Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов.....	56
2.4.4.4. Вызов притока	57
2.4.4.5. Выбор пластоиспытателя	58
2.5. Выбор буровой установки	59
3. Резцы ONYX 360	60
3.1. Элементы долота PDC	60
3.2. Особенности технологии ONYX 360	63
3.3. Испытания резцов ONYX 360.....	66
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	68
4.1. Общая характеристика предприятия	68
4.2. Схема и описание организационной структуры управления предприятием	70
4.3. Определение стоимости и норм расхода потребного количества реагентов бурового раствора	72
5. Социальная ответственность	74
5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	74
5.2. Производственная безопасность.....	75
5.3. Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровней их воздействия на работающего	76
5.4. Экологическая безопасность.....	81
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	86

ВВЕДЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе рассматриваются наиболее актуальные на сегодняшний день технологии бурения разведочных скважин, включающие в себя этапы исследования геологических характеристик Ванаварской свиты, выбор оборудования и режимов его работы, проектирование конструкции скважины и т.д.

Особенностью строительства данной скважины является отбор керна в двух газоносных пластах.

Прогноз стратиграфического разреза скважины показывают высокие коэффициенты кавернозности на интервале 0-1200, которые достигают до 1,3.

Данный разрез скважины представлен в основном алевритами, доломитами, аргиллитами с прослойками каменной соли.

В разрезе имеются 5 водоносных и 2 газоносных горизонта, которые не имеют пересечений.

Все пласты можно отнести к пластам с нормальными пластовыми давлениями. Максимальный предел температуры достигает 48 °С.

Из осложнений в интервалах продуктивного горизонта возможны нефтегазоводопроявления и поглощения бурового раствора, так же ожидаются осыпание стенок скважины и сальникообразование. Следовательно, необходимо контролировать репрессию на пласт, соблюдать достаточно высокую скорость бурения, а также проектировать ясс в компоновку низа бурильной колонны.

При прохождении интервала эксплуатационной колонны присутствует каменная соль, что ставит в необходимость насытить раствор солью для насыщения, чтобы не происходило размывания.

В специальной части ставится вопрос рассмотрения актуальных PDC-долот с вращающимися резцами ONYX 360.

Целью работы является проектирования задач во всех ключевых областях: технологической, финансовой, охраны труда и окружающей среды.

1. Общая и геологическая часть

1.1. Геологические условия бурения

Проектный стратиграфический разрез представлен в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.2 приложения А.

В таблице А.3 приложения А представлен прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины.

Прогноз давлений и температур по разрезу представлен в таблице А.4 приложения А.

Разрез скважины сложен породами средне твердыми и твердыми горными породами, следовательно, необходимо проектировать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить породы данной категории.

Продуктивные горизонты 2580-2610, 2840-2890 сложены такими горными породами как: алевролиты, песчаники и аргиллиты.

Аномально высокие пластовые давления отсутствуют.

В интервале 1810-2410 метров наблюдается максимальный градиент давления гидроразрыва, который равняется 1,56 МПа/100.

1.2. Характеристика нефтегазоводности месторождения

Газонефтеводоносность по разрезу скважины представлена в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2580	2610	Порово-трещинный	50000	0,84
2840	2890	Порово-трещинный	100000	0,74

Таблица 2 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	200	Поровый	1050	200
1200	1265	Каверново-трещинный	-	-
1730	1770	Каверново-трещинный	-	-
2310	2350	Каверново-трещинный	1270	2,8
2620	2650	Поровотрещинный	1175	-

1.3. Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А. 5 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

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2. Обоснование конструкции скважины

2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа, который представлен на рисунке 1.

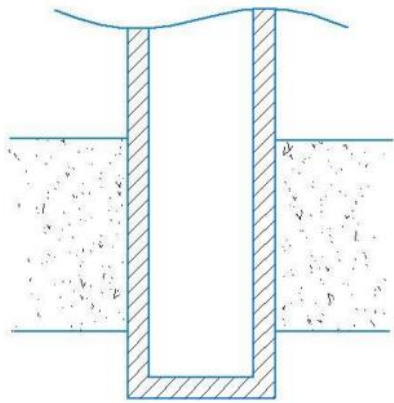


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2. Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2, иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений и градиентов давлений гидроразрыва пород.

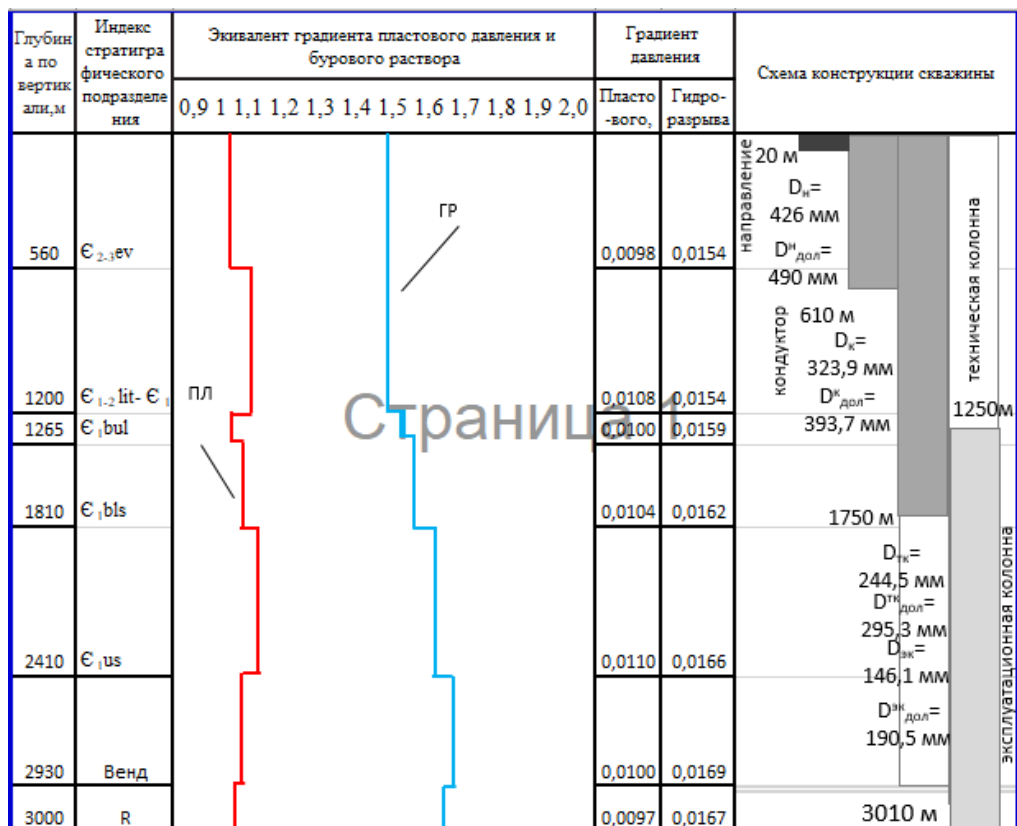


Рисунок 2 – График совмещенных давлений

2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия четвертичных отложений (см. «Стратиграфический разрез скважины») на 10 м. Так как в моей скважине 10 м четвертичные отложения, то будем считать глубину спуска обсадной колонны равной 20 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.

В моём варианте имеется газоносный пласт, необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для каждого и выбрать наибольшее значение.

Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту представлены в таблице Б.1 приложения Б.

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1750 м.

Следовательно, сделаем вывод, что необходимо спускать техническую колонну до глубины 1750 м, так как до этого значения глубины имеется пласт, склонный к гидроразрыву (максимальная интенсивность поглощения до 6 м³/час). С учетом спуска технической колонны нет необходимости спускать кондуктор до глубины 1750 м и достаточно спустить на глубину 610 м, чтобы перекрыть первичные интервалы возможных осложнений.

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще по 10 м. на каждую 1000 м глубины скважины. Исходя из этого, ЗУМППФ будет составлять 30 м. Спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 3010 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 20 м.

Кондуктор цементируется на всю глубину спуска, т.е. на 610 м.

Техническая колонна цементируется на всю ее длину 1750 м.

Эксплуатационная колонна цементируется с перекрытием предыдущего башмака на 500 м для газовой скважины, т.е. от 1250 до 3010м.

2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Эксплуатационная колонна.

Согласно методике, приведенной в методичке «Проектирование конструкций скважины» [3], исходя из суммарного дебита скважины равного 150 тыс.м³/сут, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 146,1 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 146,1 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 166 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 146,1 мм равняется 15 мм. Следовательно, диаметр долота под эксплуатационную колонну определяется по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 166 мм; Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 15 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну должен быть не менее:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 166 + 15 = 181 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 190,5 мм.

Техническая колонна

Внутренний диаметр технической колонны рассчитывается по формуле 2:

$$D_{к\text{ вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14), \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 190,5 мм; $(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{к\text{ вн}} = 190,5 + 12 = 202,5 \text{ мм.}$$

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 20 мм. Следовательно, диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор должен быть не менее:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 289,9 \text{ мм}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Кондуктор

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

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

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

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 351 мм равняется 35 мм. Следовательно, диаметр долота под кондуктор определяется по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор должен быть не менее:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 386 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Направление

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{к\text{ вн}} = 393,7 + 12 = 405,7 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 426 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 451 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 35 мм. Следовательно, диаметр долота под направление определяется по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление должен быть не менее:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 486 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 490 мм.

2.2.6. Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{\text{оп}}$. В соответствии с п. 245 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности величина давления опрессовки должно превышать не менее, чем на 10% возможное давление, возникающее при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов и определяется по формуле 3:

$$P_{\text{оп}} = k \cdot P_{\text{ГНВП}}, \quad (3)$$

где k – коэффициент запаса, принимаемый 1,1 (10%), $P_{\text{ГНВП}}$ – давление, необходимое для ликвидации ГНВП.

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, рассчитывается по формуле 4:

$$P_{\text{ГНВП}} = k \cdot P_{\text{му}}, \quad (4)$$

где $P_{\text{му}}$ – максимальное давление на устье при флюидопроявлении, которое для газовой скважины рассчитывается по формуле 5:

$$P_{\text{му}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e^s}, \quad (5)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа равное для первого продуктивного пласта $P_{\text{пл1}} = 25,8$ МПа и для второго $P_{\text{пл2}} = 28,4$ МПа;

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{\text{отн}} \cdot H$$

где $\gamma_{\text{отн}}$ – относительная плотность газа по воздуху, H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м

$$s_1 = 10^{-4} \cdot 0,84 \cdot 2580 = 0,22$$

$$s_2 = 10^{-4} \cdot 0,74 \cdot 2840 = 0,21$$

Максимальное давление на устье при флюидопроявлении для каждого продуктивного пласта рассчитывается по формуле 5:

$$P_{\text{му1}} = \frac{25,8}{e^{0,22}} = 20,8 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{му2}} = \frac{28,4}{e^{0,21}} = 23,05 \text{ МПа}$$

Давление, необходимое для ликвидации ГНВП для каждого продуктивного пласта, рассчитывается по формуле 4:

$$P_{\text{ГНВП1}} = k \cdot P_{\text{му1}} = 1,1 \cdot 20,8 = 22,88 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{ГНВП2}} = k \cdot P_{\text{му2}} = 1,1 \cdot 23,05 = 25,35 \text{ МПа}$$

Давления опрессовки для каждого продуктивного пласта определяется по формуле 3:

$$P_{\text{оп1}} = k \cdot P_{\text{ГНВП1}} = 1,1 \cdot 22,88 = 25,17 \text{ МПа}$$

$$P_{\text{оп2}} = k \cdot P_{\text{ГНВП2}} = 1,1 \cdot 25,35 = 27,89 \text{ МПа}$$

Из полученных значений берем наибольшее, то есть $P_{\text{оп}} = 27,89 \text{ МПа}$.

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК2-35-146x245x324 К1 ХЛ

Подбор противовыбросового оборудования осуществляется исходя из:

- схемы обвязки ОП, шестую схему используют при вскрытии газовых пластов.
- условного диаметра ОП, устанавливаемого на кондуктор либо техническую колонну, условный диаметр определяется с учетом прохода долота для бурения последующей колонны.
- рабочего давления

Шифр ОП выбираем: ОП6-350/80х35.

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

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

Под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны выбирается способ бурения с применением винтового забойного двигателя для создания необходимой частоты обеспечения максимальной механической скорости. Данные по способам бурения предоставлены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	20	Роторный
20	610	Совмещённый
610	1750	Совмещённый
1750	3010	Совмещённый
2570	2620	Роторный (Отбор керна)
2830	2900	Роторный (Отбор керна)

2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента

Из анализа механических свойств горных пород по разрезу скважины по степени абразивности и по категории буримости для строительства проектируемой скважины выбраны трехшарошечные долота для интервала бурения под направления и PDC для интервала бурения под кондуктор, техническую 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. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице Б.2 приложения Б.

2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

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

2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Параметр	Значение параметра			
	0-20	20-610	610-1750	1750-3010
Исходные данные				
D_d , см	49,2	39,37	29,53	19,05
$G_{пред}$, тс	34	18	12	6
Результаты проектирования				
$G_{доп}$, тс	27,2	14,4	9,6	4,8
$G_{проект}$, тс	3	6	7	7

2.3.4. Расчет частоты вращения долота

Для всех типов долот необходимо произвести расчет из условия создания необходимой линейной скорости на периферии долота. Расчет производим по формуле 6:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_d}, \quad (6)$$

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

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, приведенной в методичке «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» [1], обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты частоты вращения долота

Параметр		Значение параметра			
Интервал		0-20	20-610	610-1750	1750-3010
Исходные данные					
V_l , м/с		1,5	2	2	1,5
D_d	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
Результаты проектирования					
n_1 , об/мин		58	97	129	150
$n_{стат}$, об/мин		40-60	100-180	140-200	120-220
$n_{проект}$, об/мин		60	140	140	150

2.3.5. Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле 7:

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (7)$$

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

$S_{\text{заб}}$ – площадь забоя, м², определяется по формуле 8:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot D_{\text{д}}^2, \quad (8)$$

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

$$Q_2 = (V_{\text{кр}} \cdot S_{\text{max}} + \left(\frac{V_{\text{М}}}{3600}\right) \cdot S_{\text{заб}} \cdot \frac{\rho_{\text{п}} - \rho_{\text{р}}}{\rho_{\text{см}} - \rho_{\text{р}}}) \cdot 1000, \quad (9)$$

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

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

$\rho_{\text{п}}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

$\rho_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, г/см³;

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

S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², рассчитывается по формуле 10:

$$S_{\text{max}} = 0,785 \cdot (D_{\text{с}}^2 - d_{\text{бт}}^2), \quad (10)$$

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

$D_{\text{с}}$ – диаметр скважины, м, определяется по формуле 11:

$$D_{\text{с}} = D_{\text{д}} \cdot \sqrt{K_{\text{К}}}, \quad (11)$$

где $K_{\text{К}}$ – коэффициент каверзости.

Расчет минимального расхода бурового раствора Q_3 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле 12:

$$Q_3 = S_{\text{max}} \cdot V_{\text{КП min}} \cdot 1000, \quad (12)$$

где $V_{КП\ min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с.
Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

Минимальный расход раствора Q_4 , исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота, ведется по формуле 13:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н\ max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (13)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

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

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице Б.3 приложения Б.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 45 л/с исходя недопущения интенсивного размыва стенок ствола скважины. Расход бурового раствора для кондуктора, технической и эксплуатационной колонн принимается достаточным для соблюдения всех граничных условий.

2.3.6. Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Забойный двигатель должен соответствовать следующим требованиям:

- диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота;
- жесткость забойного двигателя должна соответствовать требованиям компоновки низу бурильной колонны для заданной траектории ствола скважины;
- расход промывочной должен быть близким к номинальному забойного двигателя;

- крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;

- забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле 14:

$$D_{зд} = (0,8 \div 0,9)D_d, \quad (14)$$

где $D_{зд}$ - диаметр забойного двигателя, мм;

D_d - диаметр долота, мм.

Выбираемый забойный двигатель должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент определяется по формуле 15:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (15)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н·м;

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

$M_{уд}$ – удельный момент долота, Н·м/кН;

$G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле 16:

$$M_o = 500 \cdot D_d, \quad (16)$$

где D_d – диаметр долота, м.

Удельный момент долота определяется по формуле 17:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_d, \quad (17)$$

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

D_d – диаметр долота, см.

В таблице Б.4 приложения Б представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения:

Для интервала бурения 20–610 и 610-1750 метров (интервал бурения под кондуктор и техническую колонну соответственно) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240РС который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы.

Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д-165РС, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении твердых горных пород.

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости,	Число оборотов,	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя,
Д-240РС	20-610	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
Д-240РС	610-1750	240	10,1	2547	30-75	40-160	16,9	70-282
Д-165РС	1750-3010	165	8,3	1003	19-40	80-200	7,6	90-195

2.3.7. 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 QTK с применением коэффициента обхвата $C=0,9$.

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле 18:

$$N_{300;400} = \frac{Q_{TK}}{Q_{КНБК} + Q_{БТ}}, \quad (18)$$

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

Запроектированные компоновки низа бурильной колонны для бурения под каждый интервал представлены в таблицах В.1, В.2, В.3, В.4 приложения В.

В таблице В.5 приложения В представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате.

2.3.8. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

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

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

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

Направление

При бурении четвертичных отложений возможны интенсивные поглощения бурового раствора в насыпных образованиях кустовой площадки, активное поступление выбуренной породы (песка) в буровой раствор, размыв устья скважины, возможен гидроразрыв пород четвертичных отложений. На интервале строительства участка под направление встречаются водоносные горизонты, относящиеся к источнику питьевого водоснабжения. Также водоносные горизонты способствуют разжижению бурового раствора [26].

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

Целесообразно использовать буровой раствор глинистого типа (бентонитовый раствор). Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую фильтрационную корку. Разбуриваемые глины частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой. Так же для регулирования щелочности глинистый раствор обрабатывается каустической содой. В качестве утяжелителя применяют барит.

Кондуктор и техническая колонна

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

бурении интервала под кондуктор и техническую колонну следует применить полимер-глинистый буровой раствор.

Эксплуатационная колонна

Интервал бурения эксплуатационной колонны (1750 - 3310 м) преимущественно сложен доломитами, долеритами и каменной солью. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет среднеминерализованный глинистый буровой раствор.

Среднеминерализованные глинистые буровые растворы применяются при бурении надсолевой толщи при возникновении обвалов и затяжек и в зоне вечной мерзлоты. При приготовлении данных растворов следует использовать кальциевые и натриево-кальциевые бентонитовые глины для минимизации воздействия солей, а также солестойкие понизители фильтрации из ряда эфиров целлюлозы. Такие суспензии будут обладать фактически нулевым значением СНС, поэтому возможна обработка их палыгорскитывыми глинами или биополимером. Основная цель данного типа раствора – предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса.

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

В таблице Г.9 приложения Г представлены результаты расчета потребного объема бурового раствора.

В таблице Г.10 приложения Г представлены результаты расчета потребного количества химических реагентов

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

2.3.9. Разработка гидравлической программы промывки скважины

Для поддержания требуемого расхода бурового раствора выбираем два трехпоршневых насоса УНБТ-1180. 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.2 и Д.3 приложения Д.

2.3.10. Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Для бурения интервала под отбор керна выбираем бурильную головку производства ООО «Буровые Технологии» 8 3/8” / 4” БТ8813SMA-006. Параметры режима бурения задаются в соответствии с расчетными данными, а также с учетом рекомендаций производителя. Технические средства и режимы бурения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал (по стволу), м	Наименование керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/с
2650-2690, 2830-2900	КИ 5.1. 190,5/66	3	60	20

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 осложнениях необходимо использовать вязкоупругие буферные жидкости.

Применяются для цементирования 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 – 1450 кг/м^3 . Тампонажный раствор нормальной плотности: плотность принимается равной из диапазона рекомендуемых значений – 1850 кг/м^3 . Результаты представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором, м	Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности, м
Направление	–	0-20
Кондуктор	0-510	510-610
Техническая колонна	0-1650	1650-1750
Эксплуатационная колонна	1250-2500	2500-3010

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 9. Эпюры наружных избыточных давлений представлены на рисунке 3. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 4, 5. В этом случае учитывалось условие выхода буферной жидкости на поверхность. Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

Таблица 9 – Результаты расчета наружного избыточного давления

Точка	1	2	3	4	5
Глубина, м	0	1250	2500	3000	3010
Наружное избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении, МПа	0	0,61	5,51	9,46	9,46
Наружное избыточное давление в конце эксплуатации нефтяной скважины, МПа	0	12,78	25,75	32,58	32,58

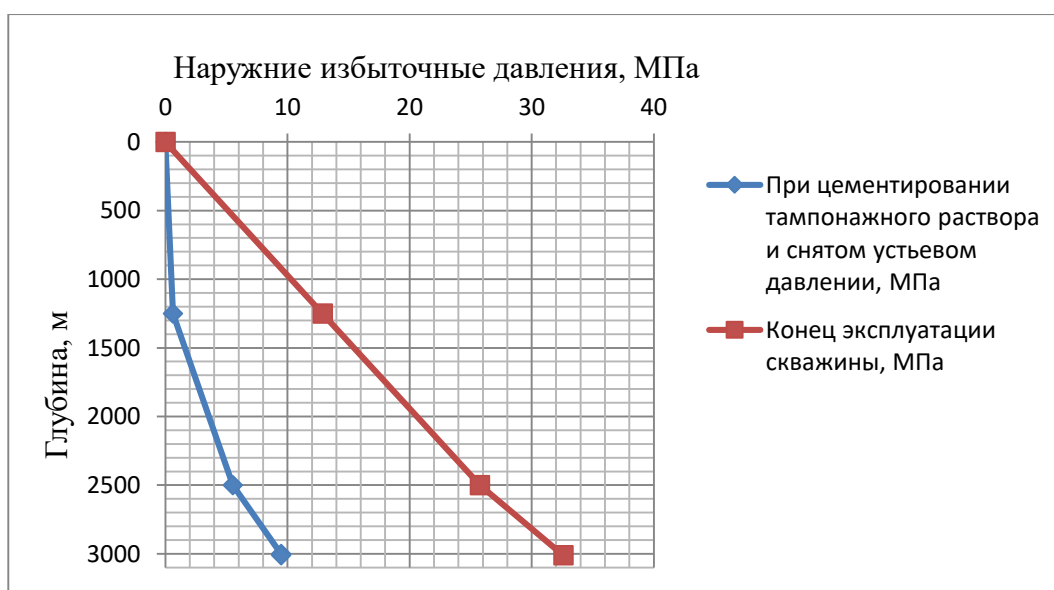


Рисунок 3 – Эпюры наружных избыточных давлений

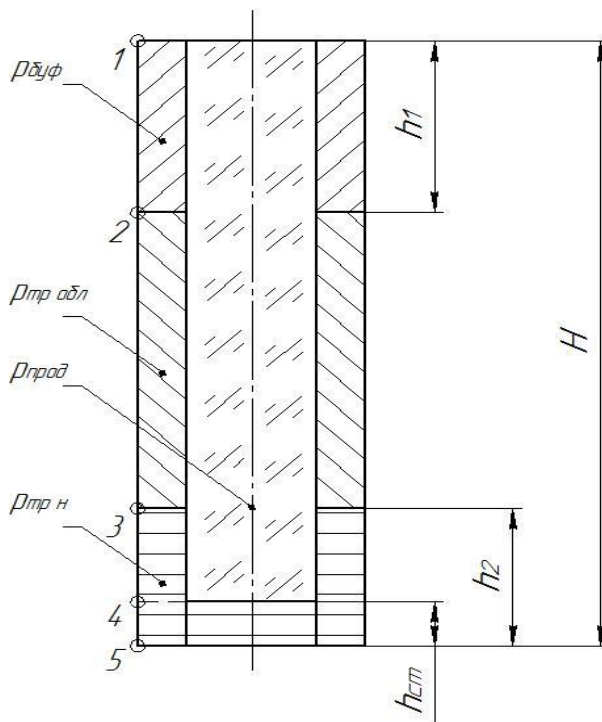


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

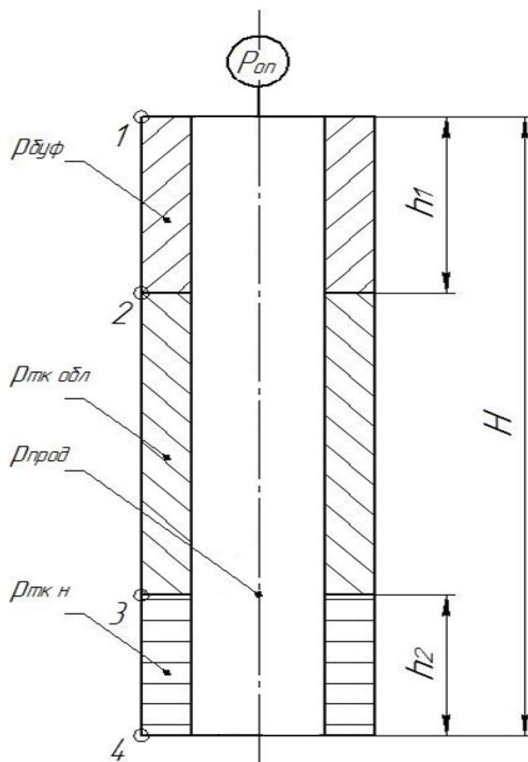


Рисунок 5 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

2.4.1.2. Расчёт внутренних избыточных давлений

Эпюры внутренних избыточных давлений представлены на рисунке 6. Схемы расположения жидкостей в скважине для эксплуатационной колонны изображены на рисунке 7 и 8.

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 10.

Таблица 10 – Результаты расчета внутреннего избыточного давления

Точка	1	2	3	4
Глубина, м	0	1250	2500	3010
Внутреннее избыточное давление в конце продавки тампонажного раствора, МПа	14,87	14,26	9,35	5,41
Внутреннее избыточное давление при опрессовке обсадной колонны, МПа	27,89	27,27	26,66	24,87

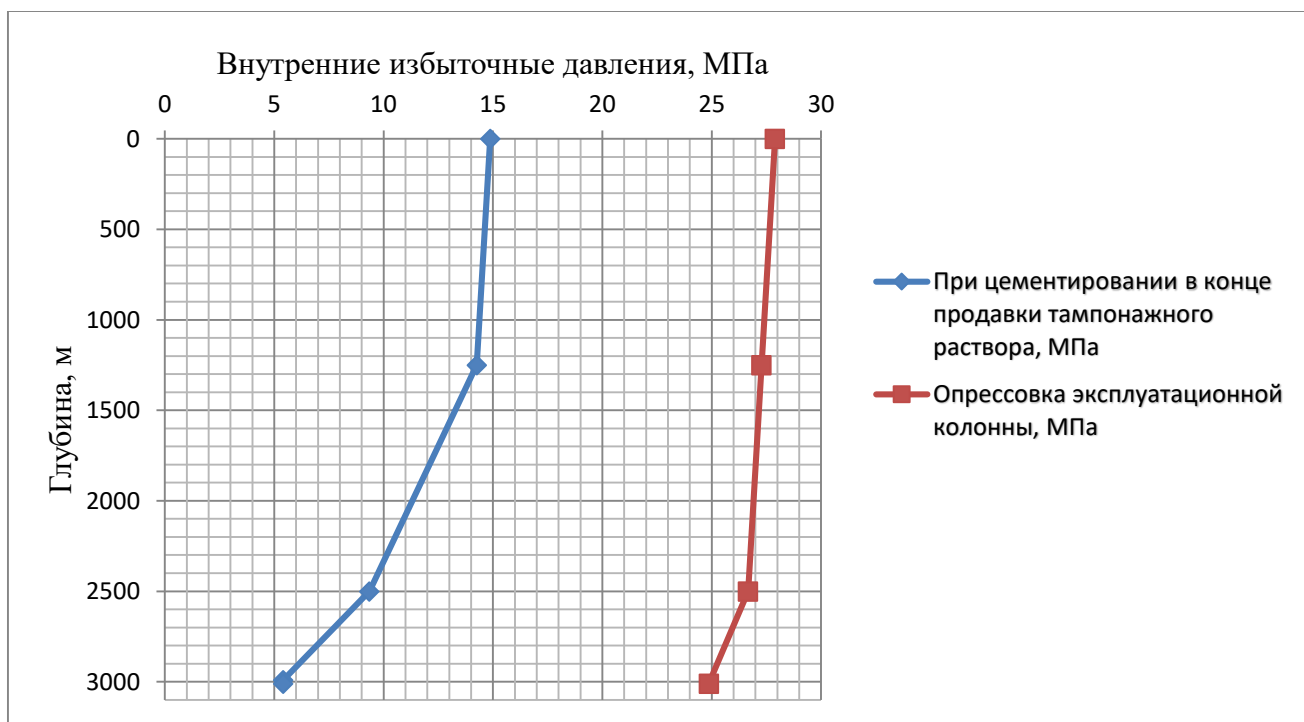


Рисунок 6 – Эпюры внутренних избыточных давлений

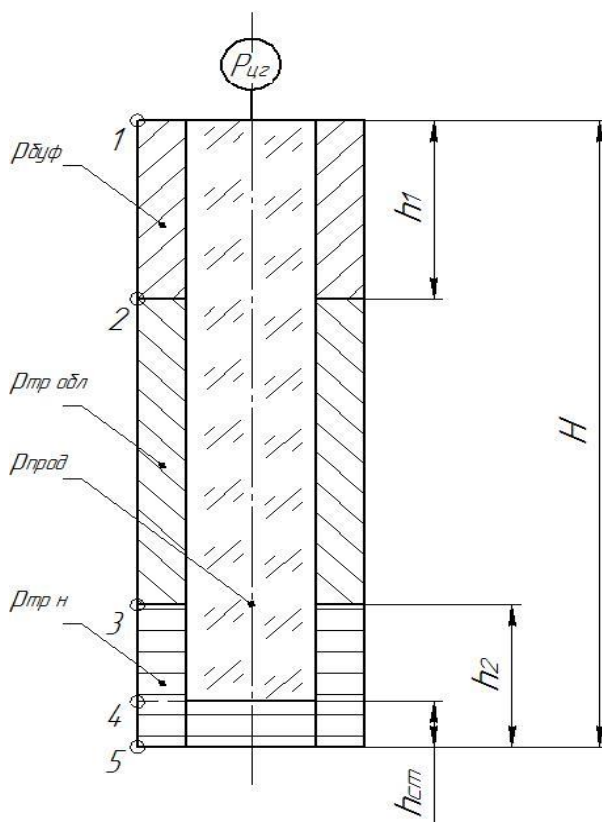


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в скважине в конце продавки тампонажного раствора

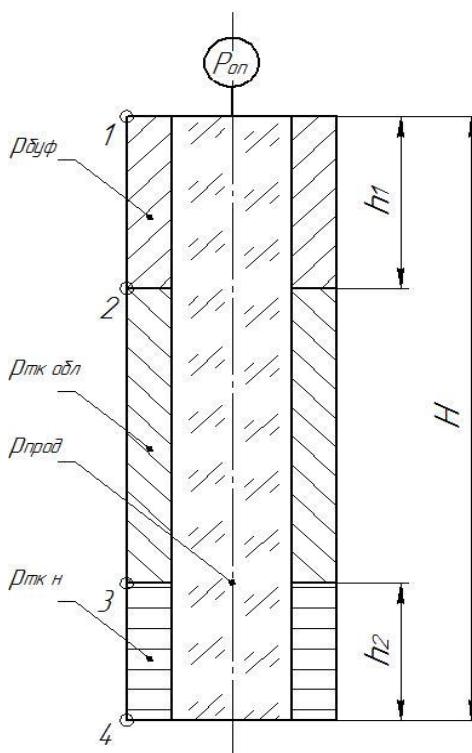


Рисунок 8 – Схема расположения жидкостей в скважине при опрессовке обсадной колонны

2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристика рассчитанных секций обсадных колонн представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика секций обсадных колонн

№ секции	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1м трубы	секции	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	Треугольная	Д	10	20	104,4	2088	2088	0-20
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	8,5	610	67,2	40992	40992	0-610
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,7	480	35,8	17184	84229	3010-2530
2	ОТТМ	Д	7,7	2530	26,5	67045		2530-0
Техническая колонна								
1	ОТТМ	Д	7,9	1750	47,2	82600	82600	0-1750

2.4.2. Расчёт и обоснование параметров цементирования скважины

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле 19:

$$P_{\text{ГСКП}} + P_{\text{ГДКП}} \leq 0,95 \cdot P_{\text{Гр}}, \quad (19)$$

где $P_{\text{ГСКП}}$, $P_{\text{ГДКП}}$, $P_{\text{Гр}}$ – соответственно гидростатическое давление в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора, гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве и давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа;

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве в конце продавки тампонажного раствора $P_{\text{ГСКП}}$ определяется по формуле 20:

$$P_{\text{ГСКП}} = g \cdot (\rho_{\text{буф}} \cdot h_1 + \rho_{\text{отр}} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{\text{нтр}} \cdot h_2), \quad (20)$$

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

Подставив значения из проведенных ранее расчетов получим:

$$P_{гскп} = 39,15 \text{ МПа}$$

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гдкп}$ определяются по формуле 21:

$$P_{гдкп} = \lambda \cdot L, \quad (21)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

L – длина скважины по стволу, м

$$P_{гдкп} = 3,913 \text{ МПа}$$

Проверяем условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора:

$$39,15 + 3,913 \leq 0,95 \cdot 0,0167 \cdot 3010$$

$$43,06 \leq 47,75,$$

Условие выполняется, соответственно можно производить прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.1. Расчет объёмов тампонажной смеси и количества составных компонентов

Объём тампонажного раствора определяется как сумма объёма кольцевого пространства, объёма кольцевого пространства между стенками скважины и стенками обсадной колонны учитывая коэффициент кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне по формуле 22:

$$V_{тр} = \pi \cdot [(D_{эк д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк н}^2) \cdot (L - L_{тк}) + (D_{к вн}^2 - D_{эк н}^2) \cdot (L_{тк} - L_1) + d_{эк вн1}^2 \cdot l_{ст}]/4, \quad (22)$$

$$V_{тр} = 50,3 \text{ м}^3$$

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

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

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

2.4.2.2. Обоснование и расчёт объема буферной продавочной жидкостей

Объем буферной жидкости для цементировании эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле 23:

$$V_{\text{бж}} = S_{\text{кпос}} \cdot V_{\text{вп}} \cdot t, \quad (23)$$

где $S_{\text{кпос}}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

$V_{\text{вп}}$ – скорость восходящего потока, м/с;

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

$$V_{\text{бж}} = 0,0271 \cdot 0,5 \cdot 600 = 7,83 \text{ м}^3$$

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости выполняется по формуле 24:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [d_{\text{эквн}}^2 \cdot L - d_{\text{эквн1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}] / 4, \quad (24)$$

$$V_{\text{прод}} = 40,311 \text{ м}^3$$

2.4.2.3. Определение необходимых количеств компонентов буферной жидкости и тампонажного раствора

Согласно РД 39-00147001-767-2000 [4] 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/м³.

В качестве продавочной жидкости будем использовать техническую воду плотностью 1000 кг/м³.

В таблице 12 представлена информация об объемах продавочной и буферной жидкостей.

Таблица 12 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Плотность жидкости, кг/м ³	Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,03	1,01	1050	1,01	МБП-МВ	70
		4,02		4,02	МБП-СМ	60
Продавочная жидкость	40,716		1000	-	Тех.вода	-
Облегченный тампонажный раствор	25,095		1400	21,07	ПЦТ-III-Об(4-6)-50	16676
					НТФ	10,29
Нормальной плотности тампонажный раствор	8,407		1820	5,52	ПЦТ-II-50	10648
					НТФ	3,45

2.4.2.4. Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования скважины

Исходя из общей массы тампонажной смеси расположенной в бункерах, рассчитываем потребное число цементосмесительных по формуле 25:

$$m = G_{\text{сух}}/G_6, \quad (25)$$

Для цемента нормальной плотности требуется 2 цементосмесительные машины:

$$m = \frac{14,07}{13} = 1,08$$

Для облегченного требуется 3 цементосмесительных машины:

$$m = \frac{26,45}{10} = 2,6$$

В связи с тем, что облегченный тампонажный раствор и раствор нормальной плотности не должны смешиваться, расчет количества цементосмесительных машин ведется для каждого цемента отдельно. В таблице 13 представлены результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования.

Таблица 13 – Результаты расчета необходимого количество цементировочного оборудования

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

Таким образом для проведения операций по цементированию скважины понадобится три цементосмесительных машин для облегченного тампонажного раствора и одна для тампонажного раствора нормальной плотности. Схема обвязки цементировочной техники представлена на рисунке 9.

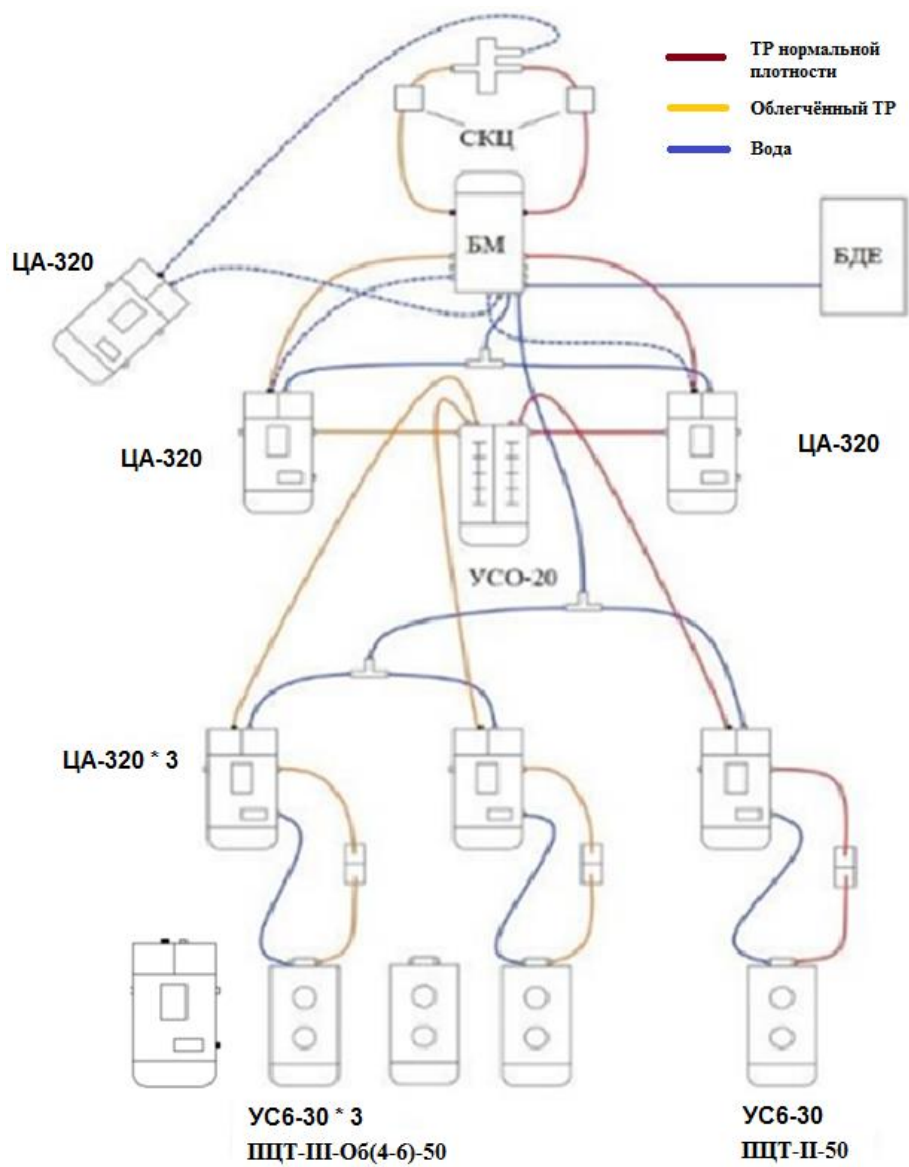


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Для улучшения качества процессов спуска, а также цементирования обсадных колонн принимаем следующую технологическую оснастку, представленную в таблице Д.4 приложения Д.

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 26:

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1076 \text{ кг/м}^3, \quad (26)$$

где k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [2] давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{\text{пл}}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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 27.

$$V_{\text{ж.г.}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H = \frac{\pi}{4} \cdot 0,1354^2 \cdot 3010 \cdot 2, \quad (27)$$

$$V_{\text{ж.г.}} = 86,68 \text{ м}^3$$

2.4.4.2. Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более 35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6). Принимаем арматуру фонтанная АФ1-80/65х35 представленную на рисунке 10.

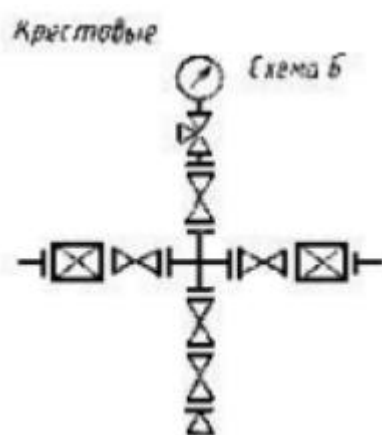


Рисунок 10 – Арматура фонтанная АФ1-80/65х35

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 предоставлены в таблице 14.

Таблица 14 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
50	НКТ	Кумулятивная	ORION 102КЛ	20	Ограничивается техническими и характеристиками ГНКТ

2.4.4.4. Вызов притока

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

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

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

Подачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. На рисунке 11 представлена схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2.

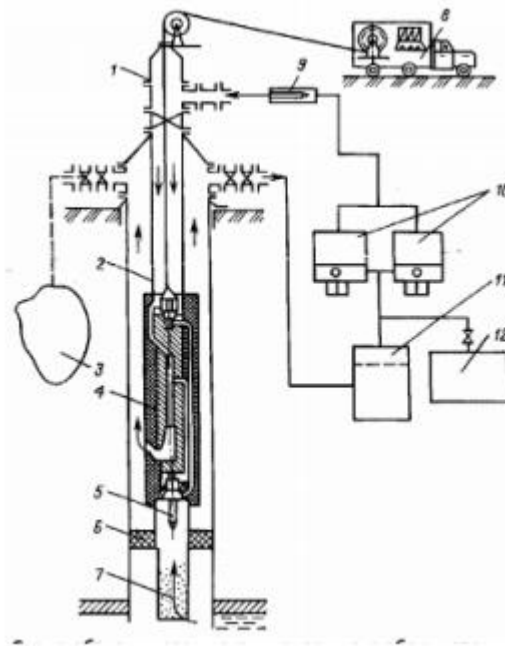


Рисунок 11 – Схема обвязки наземного и подземного оборудования при проведении работ с УЭОС-2: 1 – фонтанная арматура, 2 – НКТ, 3 – амбар, 4 – УЭОС-2, 5 – манометр, 6 – пакер, 7 – хвостовик, 8 – каротажная станция, 9 – фильтр, 10 – насосные агрегаты, 11 и 12 – мерные емкости

2.4.4.5. Выбор пластоиспытателя

В разведочных скважинах чаще всего выбирается испытание пласта на кабеле.

Испытание пласта на кабеле производится с применением аппаратуры АГИП-К. Целью испытания являются определение характера насыщения продуктивных объектов, оценка их гидродинамических параметров. Испытание может производиться в двух режимах: режим гидродинамического каротажа (ГДК), режим опробования (ОПК).

Режим ГДК подразумевает проведение за один рейс прибора в скважину многократных исследований по вызову притока из намеченных пластов или участков одного пласта.

Режим ОПК заключается в отборе за один спуск прибора одной герметичной пробы пластового флюида из намеченного пласта или участка пласта.

2.5. Выбор буровой установки

На основании расчета веса эксплуатируемых бурильных и обсадных труб, а также глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ - 3000 ЭУК-1М. Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

БУ - 3000 ЭУК-1М			
Максимальный вес бурильной колонны, тс ($Q_{бк}$)	61,67	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$120 > 91,35$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	84,23	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$180 > 90$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	80,2	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$200 / 118,8 = 2,49 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	200		

3. Резцы ONYX 360

3.1. Элементы долота PDC

Долото PDC представляет собой инновационный подход в отличие от обычного шарошечного долота. Чтобы извлечь выгоду из режущего действия поликристаллического алмазного диска, была разработана специализированная режущая конструкция.

В своей основе PDC долото — это резец из поликристаллического синтезированного алмаза и карбид вольфрамовая подложка. Оба элемента отлично дополняют друг друга.

Таблетка из синтетического алмаза толщиной от 2 до 4 мм является совокупностью неопределенно ориентированных мельчайших и ультрадисперсных частиц, что благодаря критически высоким давлению и температуре позволяет получить высокую устойчивость к воздействию с горной породой. Так как в отличие от природного алмаза с ориентированным направлением разрушений вдоль кристаллографических плоскостей синтетический алмаз лишен предпочтительных и наиболее выраженных плоскостей скола. Переход на мультимодальную алмазную зернистость — использование диапазона размеров зернистости, позволяющего более мелким частицам заполнять пустоты между крупными частицами, — способствовал дальнейшему повышению износостойкости.

А в свою очередь главное преимущество подложки из карбид вольфрама обеспечивать среду для припаивания, то есть крепления резца к долоту. Подложка направлена на полное обеспечение режущей таблетки как на структурном уровне для создания благоприятной связи с алмазом, так и на поверхностно, соответствуя по диаметру самой таблетки и создавая поверхность раздела, чтобы обеспечить понижение напряжения и укрепить общую связь с алмазом. Составные части алмазного резца представлены на рисунке 12.



Рисунок 12 – Составные части алмазного резца

Расположение резцов на долоте основано на методе припаивания не зависимо от количества лопастей. Основной упор идет на размещение по направлению внешней стороны, начиная от центра и постепенно увеличивая количество расположения.

Именно цель применения в зависимости от глубины резания определяет, как количество лопастей, так и количество резцов на каждой из них. Так как именно резцы расположенные сбоку долота принимают основную нагрузку за счет проходки большего расстояния по сравнению с резцами, находящимися ближе к центру. Основной акцент при проектировании идет на расположение резцов по ширине долота, расстоянию между ними и их общей концентрации на лопастях. Иногда идеи размещения резцов доходит до необходимости в резервный резец расположенных непосредственно за основным резцами и усаженными несколько глубже впереди стоящих, выполняю функцию поддержки и замещения основных в следствии их износа. Элементы долота PDC указаны на рисунке 13. На рисунке 14 показаны основные резцы и резцы второго ряда.



Рисунок 13 – Элементы долота PDC

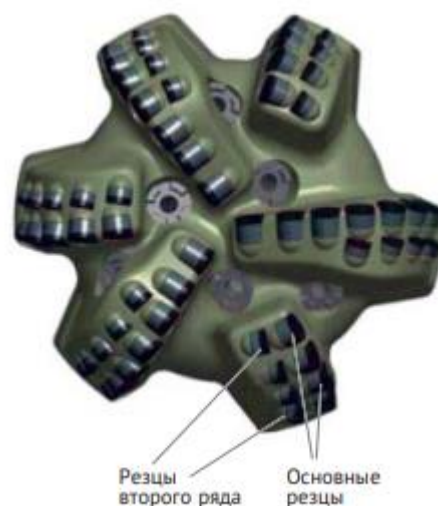


Рисунок 14 – Основные резцы и резцы второго ряда

Резцы расположены под углом вдоль передней кромки лопасти. На рисунке 15 этот угол атаки, определяет насколько агрессивно резцы врезаются в породу. Меньшие углы атаки используются в мягких пластах, но для твердых пластов требуется менее агрессивное долото и, следовательно, больший угол. Угол наклона резцов также может варьироваться в зависимости от резцов и их расположения по длине лопастей. В то же время они могут не только ограничивать глубину резания и скорость проходки, а еще могут быть полезны для снижения вибрации и износа долота.

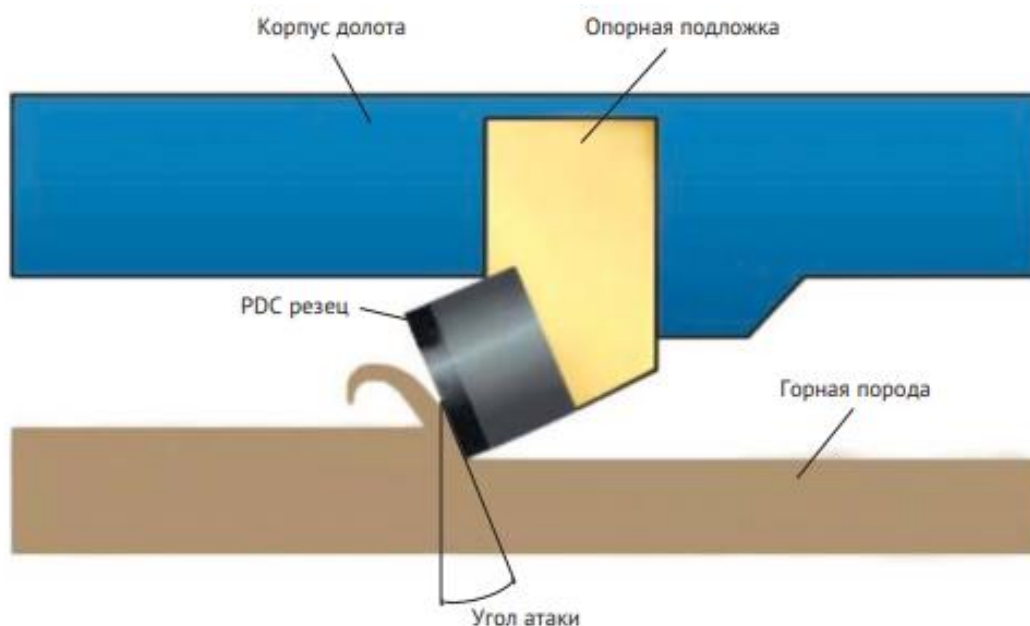


Рисунок 15 – Угол атаки PDC резца

Корпус долота PDC изготавливается из стали или из матрицы карбида вольфрама и сплава для связывания матрицы, которая спечена со стальным сердечником. Выбор стального или матричного корпуса долота обычно зависит от предполагаемого применения долота. Пластичность и прочность стали делают корпуса устойчивыми к ударным нагрузкам, но он так же менее устойчив к истиранию, чем матричный корпус. Поскольку сталь мягче карбида вольфрама, для защиты от износа на определенных частях долота может быть установлена жесткая окантовка или другие износостойкие покрытия. Матрица из карбида вольфрама выпускается в различных составах для обеспечения стойкости к истиранию или может быть изготовлена в соответствии с конкретными условиями бурения. Материал матрицы может выдерживать относительно высокие нагрузки на сжатие, но он более хрупкий, чем сталь, и обладает меньшей устойчивостью к ударным нагрузкам.

3.2. Особенности технологии ONYX 360

Во многих областях применения долота PDC обладают значительными преимуществами по сравнению с шарошечными долотами за счет расширенных

возможностей обработки и высокой проходимости. Однако твердые и абразивные образования, которые создают одни из самых сложных условий, с которыми может столкнуться любое долото, обычно вызывают значительный износ неподвижных режущих элементов. В таких условиях неподвижный резец долота PDC может сколоться, что приведет к снижению эффективности бурения. На долоте PDC резец закреплен на месте, и большая его часть защищена внутри корпуса самих лопастей — только небольшая часть алмазного стола соприкасается с горной породой, что схематично отображено на рисунке 16. По мере того, как резец срезает породу, открытая часть резца постепенно затупляется из-за абразивного воздействия.

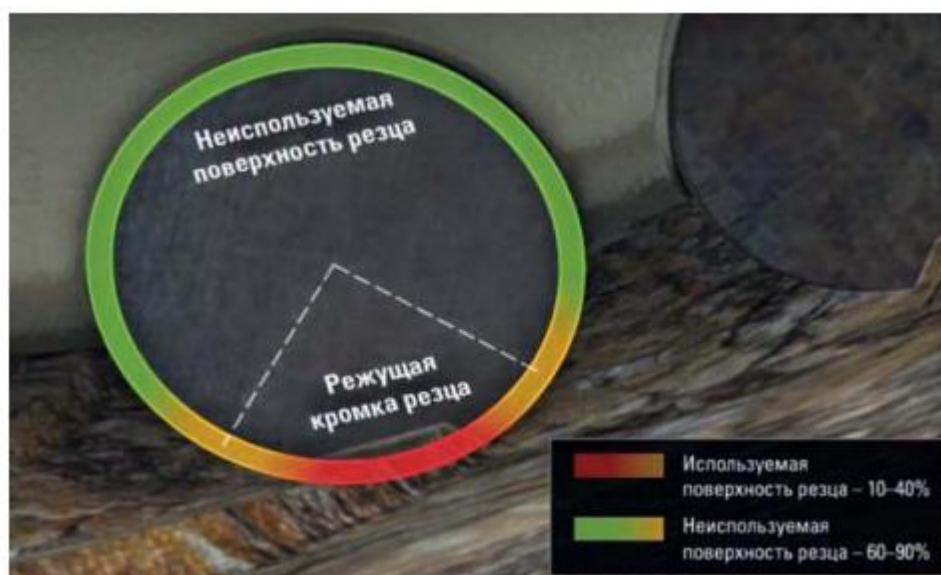


Рисунок 16 – Поверхность стандартного резца PDC

По рисунку 17 видно, что метод конечных элементов износа фиксированного резца показал, что тепло от трения концентрируется там, где режущая кромка соприкасается с породой, . Сочетание высокой температуры, истирания и колебаний в конечном итоге приводит к плоскому износу режущей кромки. Полученная в результате поверхность, известная как “износостойкая поверхность”, подвергается еще более высокому нагреву от трения, что вызывает больший износ по мере проходки долота.

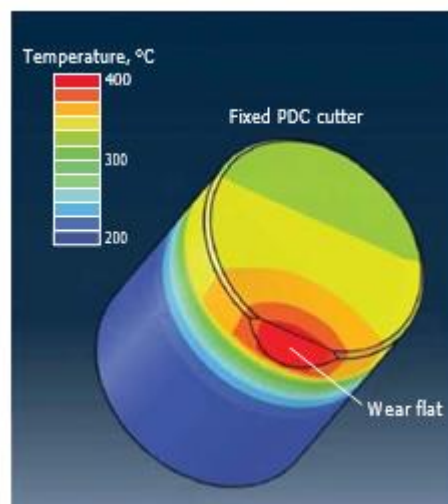


Рисунок 17 – Стандартный зафиксированный резец в анализе метода конечных элементов

Поскольку накопление тепла приводит к ускоренному износу резца, разработчики долот стремились разорвать этот цикл, сохраняя режущую кромку одновременно холодной и острой. Чтобы управлять нагревом за счет уменьшения трения на режущей кромке, инженеры компании «Smith B. Schlumberger company» создали технологию, которая позволяет алмазной таблетке полностью вращаться во время бурения. Вращение на 360° уменьшает локальный износ, сохраняя режущую кромку значительно более холодной и острой, чем у неподвижных резцов.

Разработчики смонтировали резец на валу и поместили во втулку из карбида вольфрама, которая позволяет резцу свободно вращаться. Втулка установлена в корпусе, который впаян в лопасть долота для фиксации корпуса резца во время его вращения. Ориентация резца на лопастях долота относительно угла ее контакта с пластом создает вращательную силу, которая заставляет резец вращаться на своем валу при вращении самого долота.

Резцы ONYX 360 предназначены для участков с высоким износом режущей конструкции и монтируется только в определенных местах вдоль долота. Например, на резцах вдоль плечевой зоны долота часто возникают износы, когда высокая скорость на внешней кромке долота и относительно большой объем породы, удаляемой этими фрезами, вызывают ускорение

разрушения резцов. Размещая эти малозаносные резцы с острыми краями в местах с высоким износом, разработчики долот добились повышения долговечности и поддержания проходимости через более длительные интервалы. Расположение резцов ONYX 360 варьируется для каждого долота в зависимости от таких факторов, как размер долота, количество лопастей и типа горной породы.

3.3. Испытания резцов ONYX 360

Резцы ONYX 360 были протестированы на гранитный цилиндр. Вертикальные, тангенциальные и радиальные усилия прикладывались к резцу и регистрировались во время испытания. Тест послужил основой для сравнения производительности резцов ONYX 360 с резцом премиум-класса.

Во время испытания неподвижному резцу требовалось увеличенное усилие от 900 до 5300 Н – для поддержания постоянной глубины резания по мере износа. Для вращающегося резца требовалось относительно небольшое и постепенное увеличение веса, начиная с 890 Н, с постепенным увеличением до 2670 Н, при этом глубина резания оставалась постоянной.

Это испытание показало, что резцу ONYX 360 требуется меньшее усилие для поддержания постоянной глубины резания при удалении большего объема породы, чем при удалении фиксированным резцом. Визуальный осмотр резцов показал, что кромка вращающегося резца была слегка закруглена, в то время как фиксированный резец имел значительную кромку износа. Поскольку вращающийся резец дольше оставался более острым и лучше отводил тепло, чем фиксированный резец, он смог срезать больше породы с меньшим износом. На рисунке 18 представлены результаты испытаний.

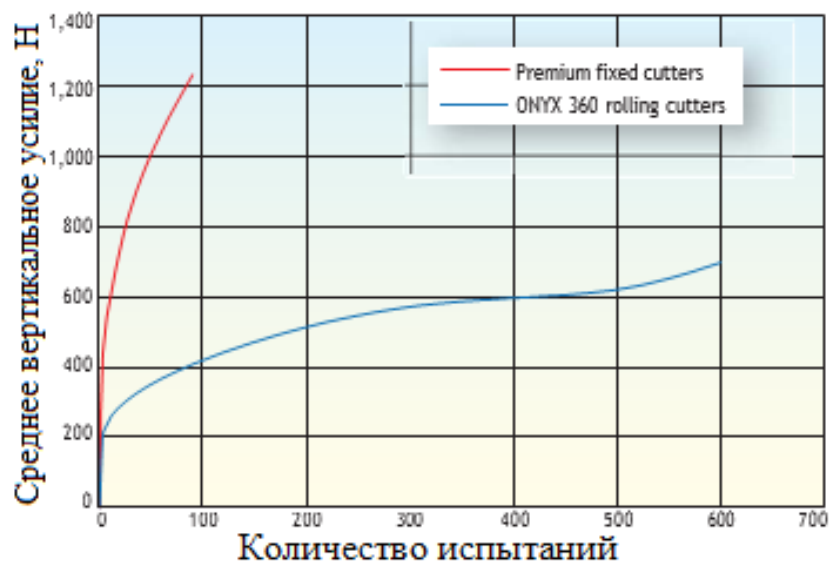


Рисунок 18 – Результаты испытаний. Резец ONYX 360 (синяя) требует значительно меньшего вертикального усилия для бурения на большее расстояние, на которое указывает количество испытаний, по сравнению с тем, которое требуется для фиксированного резца (красная).

На основе чего можно сделать вывод, что резцы ONYX 360 благодаря своей особенности вращаться на 360° контактируют с горной породой на всю длину алмазной кромки. Поэтому кромка дольше остается острой и, тем самым обеспечивая продолжительный срок службы резца по сравнению со стандартными фиксированными резцами, что в перспективе обеспечивает уменьшение количества рейсов и понизит затраты на строительство скважины.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Общая характеристика предприятия

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

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

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

Месторождения и лицензионные участки, на которых ПАО «Сургутнефтегаз» ведет геологоразведочные работы расположены в трех нефтегазоносных провинциях: Западно-Сибирской, Восточно-Сибирской и Тимано-Печорской.

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

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

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

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

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

Основные рынки сбыта компании - регионы Северо-Запада России. Розничная сеть Сургутнефтегаза представлена 5 торговыми компаниями: ООО «Калининграднефтепродукт», ООО «Киришиавтосервис», ООО «Новгороднефтепродукт», ООО «Псковнефтепродукт», ООО «СО «Тверьнефтепродукт».

4.2. Схема и описание организационной структуры управления предприятием

В предприятии применена смешенная система организационной структуры управления и сформирована иерархическая система, состоящая из 10 блоков, которые функционируют под руководством генерального директора. Представленная на рисунке 19.

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

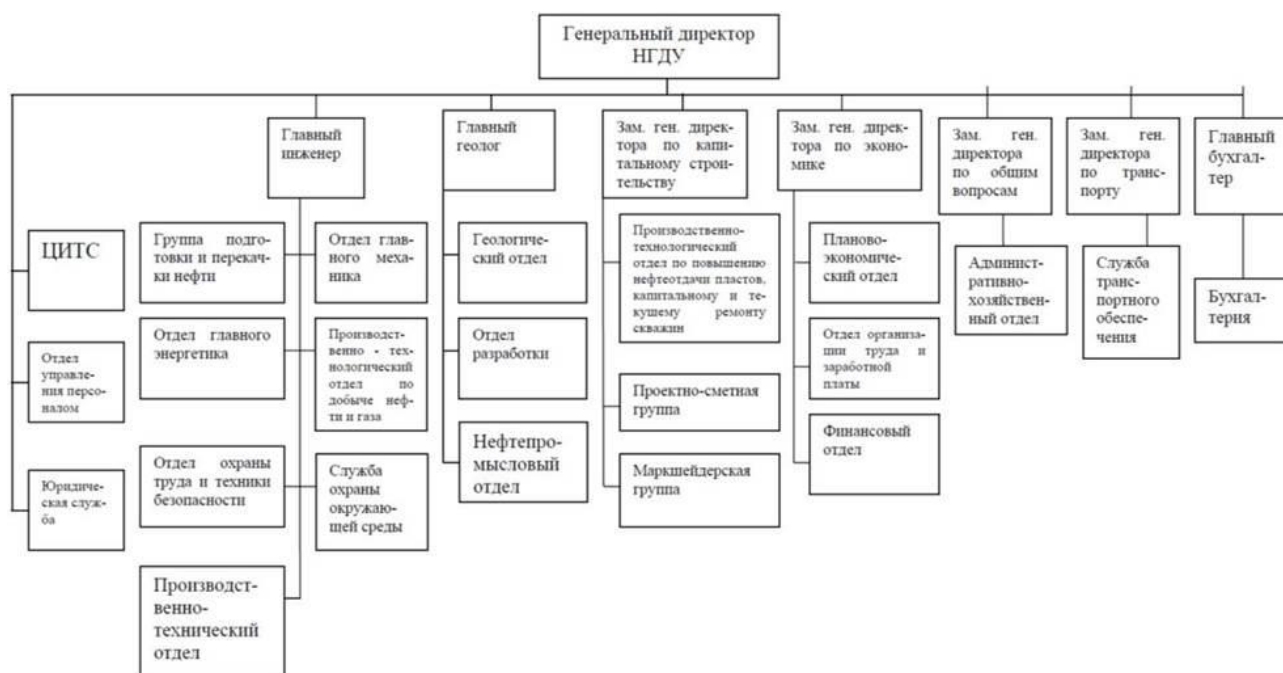


Рисунок 19 – Организационная структура ПАО «Сургутнефтегаз»

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

ООО «ПетроИнжиниринг» – инжиниринговая компания, специализирующаяся на реализации проектов любой сложности в сфере комплексного обустройства объектов нефтегазовой, нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей от проектирования и разработки технического задания до ввода объекта в эксплуатацию, включая поставку оборудования, обучение персонала Заказчика и постгарантийное обслуживание.

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

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

В ходе расчетов было получено потребное количество химических реагентов для приготовления бурового раствора под все интервалы бурения. Результаты расчета общей стоимости всех компонентов представлены в таблице 16.

Таблица 16 – Результаты расчета стоимости компонентов бурового раствора

Наименование компонента	Цена за упаковку, рубли	Количество упаковок, шт	Стоимость, рубли
Регулятор pH NaOH	11100	28	310800
Утяжелитель Барит КБ-3	15800	195	3081000
Высоковязкий понизитель фильтрации, RETRO PAC HV	1510	54	81540
Низковязкий понизитель фильтрации RETRO PAC LV	1450	134	194300
Смазочная добавка RETRO LUBE	6100	10	61000
Структурообразователь RETRO BENT	38000	56	2128000
Регулятор жесткости SORBER MILD	7800	12	93600
Соль, REASCALE-2002	14100	47	662700
Пенוגаситель Гаспен-Силикон	980	2	1960
Итого	-	538	6614900

Таким образом, общая сметная стоимость компонентов для приготовления бурового раствора в процессе строительства скважины составляет 6 миллионов 614 тысяч 900 рублей.

5. Социальная ответственность

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

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

5.2. Производственная безопасность

Опасные и вредные факторы предоставлены в таблице 17.

Таблица 17 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003- 2015) при эксплуатации	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека.
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
Отсутствие или недостаток искусственного освещения	ГОСТ Р 55710-2013 Система стандартов безопасности труда. Освещение рабочих мест внутри зданий.
Повышенная запыленность и загазованность	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СаНиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	ГОСТ 12.0.003-2015. Опасные и вредные производственные факторы.
Производственные факторы связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность.
Пожаровзрывоопасность	ГОСТ 12.1.044-89. Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов

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

Повышенные уровни шума и вибрации. На буровой установке используются различные машины и механизмы, которые являются источниками вибрации (буровые насосы, вибросита, электромоторы и др.). Вибрации вызывают поражение нервной и сердечнососудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Для снижения вредного воздействия вибраций на буровой необходимо использовать средства индивидуальной защиты, производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, своевременно смазывать вращающиеся детали, производить контроль за плотным креплением оборудования к основаниям, а также отдельных частей его между собой.

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

Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), при работе на роторном столе при бурении ротором, при спускоподъемных операциях, при работе буровой лебедки, вибросита и др. В соответствии с требованиями ГОСТ Р ИСО 9612-2013 производственный шум не должен превышать уровень звука в 80 дБА. Мерами 81 для устранения негативного воздействия шума подразумевают использование наушников, вкладышей и коллективных средств защиты.

Отсутствие или недостаток искусственного освещения. Работа на буровой установке ведется круглосуточно, что указывает на недостаток естественной освещенности в ночное время суток. Конструкция БУ меняется в зависимости от метеоусловий, так, при повышенных ветровых нагрузках и

сильно низких температурах установка имеет корпус закрытого типа, что вызывает недостаток естественной освещенности и днём.

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

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

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

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны. Запыленность и загазованность рабочей зоны на территории БУ возникает в результате работы бурового и вспомогательного оборудования, поступления пластовых флюидов из скважины, использовании химических реагентов при приготовлении буровых растворов. Загазованность может вызвать развитие различных заболеваний, раздражение, заболевание дыхательных путей.

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

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в таблице общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. ПДК вредных примесей в воздухе предоставлены в таблице 18.

Таблица 18 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

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

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

Движущиеся части и механизмы. На всех этапах работ на буровой площадке, работник подвержен риску механического воздействия, получения травм (ушибов, порезов, переломов). Каждый работник должен иметь соответствующую квалификацию, и выполнять только тот перечень работ, к которым имеется допуск. Основным источником являются крупногабаритные вращающиеся механизмы и оборудование, а также транспортные средства.

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

Производственные факторы, связанные с электрическим током. Опасностями поражения током при проведении полевых работ, сводятся, в основном, к мерам электробезопасности.

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

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

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

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов);
2. Открытый огонь (сварочные работы, костры, курение, искры от автотранспорта и неомедленного инструмента);

3. Удар молнии;

4. Разряд зарядов статического электричества [24].

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

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

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

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

5.4. Экологическая безопасность

Воздействие на атмосферу. Выполнение комплекса работ, связанных с бурением скважины, сопровождается воздействием машин и механизмов, технических сооружений и технологических процессов на окружающую среду. Основными источниками выбросов являются двигатели автотракторной техники и стационарных силовых установок.

При испытании скважины происходит загрязнение атмосферного воздуха продуктами сжигания получаемого природного газа, возможно загрязнение почвы нефтью.

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

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

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

Воздействие на гидросферу. В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными

горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Наибольший вклад в загрязнение поверхностных водных объектов обычно вносит сброс сточных вод и загрязняющих веществ с прилегающей к водному объекту территории. Следовательно, в соответствии с ГОСТ 17.1.3.12-86[34] сброс сточных вод на рельеф должен отсутствовать. Сброс сточных вод в поверхностные водоемы проектом также не предусматривается.

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

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

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. Поверхность такой амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов.

5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

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

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе представлены технологические решения на строительство вертикальной разведочной скважины, с глубиной 3010 метров на газовом месторождении Ванаварской свиты.

Все расчеты были выполнены в соответствии с типовыми расчетными схемами и правилами. Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать трехколонную конструкцию скважины.

В процессе проектирования была построена трех-колонная скважины для успешной его проводки было решено применять ротор под направление и отбор керна и смешанный для бурения интервалов под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонны.

Расчеты интервалов цементирования показали необходимость зацементировать техническую колонну до устья и эксплуатационную с перекрытием предыдущей колонны на 500 метров для безопасности в связи с работой на газовом месторождении.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн с учетом их экономической эффективности.

Литологическая характеристика разреза показала необходимость добавления солей в раствор в интервалах продуктивного пласта с целью предупреждение образования каверн в результате растворения солей, т.е. ингибирование этого процесса.

Разведочное скважина подразумевает внимательный выбор оборудования для проведения исследований скважины, в связи с этим были подобраны керноотборный снаряд КИ 5.1. 190,5/66 и бурильная головка производства ООО «Буровые Технологии» БТ8813SMA-006 с учетом качества и объема выноса керна.

Для проведения работ выбрана буровая установка БУ - 3000 ЭУК-1М.

В специальной части были проведены анализ, характеристики и особенности использования PDC долот с резцами ONYX 360, так же было

отмечено испытания в сравнении с обычными фиксированными резцами, что подтверждает ее эффективность при соблюдении технологических условий.

В главе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение представлена общая характеристика предприятия ООО «Сургутнефтегаз», а также схема и описание ее организационной структуры и определена стоимость и норма расхода потребного количества реагентов бурового раствора.

В главе социальная ответственность были рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности, а также проанализированы производственная и экологическая безопасность при эксплуатации и правила безопасности в чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для ВУЗов / А.И. Булатов, Ю.М. Проселков, С.А. Шаманов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 1007 с.
2. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
3. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
4. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
5. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
6. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
7. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
8. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
9. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
10. Смит Б. ONYX 360 — вращающиеся резцы PDC / Б. Смит. — URL: <http://www.slb.ru/upload/iblock/32a/broshyura-onyx-360-dlya-1.8.3.1.3.pdf>
11. Буровое оборудование [Электронный ресурс] / ООО НПП «БУРИНТЕХ»; Электрон.дан. – Уфа: Буринтех, 2018. URL: <http://burintekh.ru> свободный. Загл. с экрана. – Яз.рус. Дата обращения: 20.02.2018 г.
12. ПО «Бурсофтпроект» – инженерные расчёты строительства скважин: Методическое руководство / ООО "Бурсофтпроект". – Королев: 2017. – 76 с.
13. ПБ 08-624-03. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

14. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – М., 2000. – 99 с.

15. СП 131.1330.2012. Строительные нормы и правила. Строительная климатология. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 109 с.

16. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2016. – 16 с.

17. Единые нормы времени на бурение скважины. Москва, 2000. – 20 с.

18. ГОСТ 12.2.003-91. Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2007. – 11 с.

19. ГОСТ 12.1.005-88. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005. – 49 с.

20. ГОСТ 12.1.038-82. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. – М., 1988. – 7 с.

21. ГОСТ 12.1.003-2014. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 23 с.

22. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 31 с.

23. ГОСТ 31192.2-2005. Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2005 – 28 с.

24. ГОСТ 31319-2006. Вибрация. Измерение общей вибрации и оценка ее воздействия на человека. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2006. – 20 с.

25. ГОСТ 12.1.004-91. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования. – М., 1996. – 83 с.

26. ГОСТ 12.4.026-2015. Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 81 с.
27. ГОСТ Р 22.0.02-2016. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения. – М.: ФГУП «Стандартинформ», 2015. – 7 с.
28. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений: Санитарные правила и нормы. – М.: Информационно-издательский центр Минздрава России, 1997. – 35 с.
29. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 25 с.
30. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001. – 30 с.

Приложение А

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

Глубина залегания, М		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	
1	2	3	4	7
0	10	Четвертичная	Q	1,30
10	560	Эвенкийская свита	Є _{2-3ev}	1,30
560	760	Литвинцевская свита	Є _{1-2 lit}	1,30
760	1200	Ангарская свита	Є _{1-2an}	1,30
1200	1265	Булайская свита	Є _{1bul}	1,25
1265	1605	Верхнебельская подсвита	Є _{1bls₂}	1,25
1605	1810	Нижнебельская подсвита	Є _{1bls₁}	1,20
1810	2410	Усольская свита	Є _{1us}	1,20
2410	2460	Тэтэрская свита	V ttr	1,15
2460	2520	Собинская свита	V sb	1,15
2520	2610	Катангская свита	V ktq	1,15
2610	2815	Оскобинская свита	V osk	1,15
2815	2930	Ванаварская свита	V vn	1,15
2930	3000	Рифей	R	1,15

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода	
	от	до	краткое название	процент в интервале
1	2	3	4	5
Q	0	10	Супеси	50
			Суглинки	50
Є _{2-3ev}	10	560	Алевролиты	70
			Доломиты	30
Є _{1-2 lit}	560	760	Доломиты	40
			Глинистые доломиты	40
			Каменная соль	20
Є _{1-2an}	760	1200	Доломиты	70
			Каменная соль	20
			Долериты	10
Є _{1bul}	1200	1265	Доломиты	75
			Известняки	25

1	2	3	4	5
Є ₁ bls ₂	1265	1605	Доломиты Каменная соль	70 30
Є ₁ bls ₁	1605	1810	Доломиты Известняки Глинистые доломиты	50 20 30
Є ₁ us	1810	2410	Доломиты Каменная соль Долериты	70 25 5
V ttr	2410	2460	Доломиты	100
V sb	2460	2520	Доломиты	100
V ktq	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	70 20 10
V osk	2610	2815	Доломиты Алевролиты Песчаники	60 20 20
V vn	2815	2930	Доломиты Алевролиты Песчаники	60 20 20
R	2930	3000	Доломиты	100

Таблица А.3 – Прогноз физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфическо го подразделения	Интервал, м		Краткое название горной по- роды	Плот- ност ь, г/см ³	Пористость, %	Проницае- мость, мД	Глинис- тость, %	Карбонат ность, %	Соленосн ость, %	Твер- дость, кгс/мм ²	Абразивн ость	Категория породы по промысловой классификац ии
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	Супеси Суглинки	2,0 1,9	5	0	10 100	0	0	4,0	4,0	Средняя
Є _{2-3ev}	10	560	Алевролиты Доломиты	2,6 2,6	4,33	0	20 20	30	0	270	4,0	Средняя
Є _{1-2 lit}	560	760	Доломиты Глинистые доломиты Каменная соль	2,6 2,2	3,5	0	30 0	70	100	285	4-5,5	Средняя
Є _{1-2an}	760	1200	Доломиты Каменная соль Долериты	2,7 2,2 3,1	3,5	0	5 0	0	100	70	2	Средняя, твердая
Є _{1bul}	1200	1265	Доломиты Известняки	2,6 2,2	4,29 0,94	0	10 5	0	0	290	4-5,5	Средняя, твердая

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Є _{1bls2}	1265	1605	Доломиты Каменная соль	2,7 2,5	2,73 0,62	0	10 95	80 0	100	70	2	Средняя, твердая
Є _{1bls1}	1605	1810	Доломиты Известняки Глинистые доломиты	2,7 2,7 2,6	4,29 0,94	1,0643 0,6489	5 5 5	80 93 0	0	400	8,0	Средняя, твердая
Є _{1us}	1810	2410	Доломиты Каменная соль Долериты	2,6 2,2 3,1	1,9 0 0,01	1,0643 0,6489	5 0 0	80 0 0	100	295	5,5	Средняя, твердая
V _{ttr}	2410	2460	Доломиты	2,8	2,65	0,01	15	87	0	285	5,0-5,5	Твердая
V _{sb}	2460	2520	Доломиты	2,7	2,7	0,6278	15	80	0	70	2	Твердая
V _{ktq}	2520	2610	Доломиты Аргиллиты Песчаники	2,7 2,5 2,6	6,31 50,9 2,44	10,93 0,29 0,7053	15 70 20	59 27 10	0	285	5,5	Твердая
V _{osk}	2610	2815	Доломиты Алевролиты Песчаники	2,7 2,5 2,6	2,44 6,31 50,9	10,93 1,8733 0,7053	15 30 20	88 34 10	0	260	5,0	Твердая
V _{vn}	2815	2930	Доломиты Алевролиты Песчаники	2,7 2,5 2,6	6,31 6,95 50,9	10,93 1,8733 0,29	10 30 20	88 34 10	0	300	5,0-5,5	Твердая
R	2930	3000	Доломиты	2,7	2,5	1,86	10	81	0	70	2,0	Твердая

Таблица А.4 – Прогноз давлений и температур по разрезу

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Градиент				Температу ра
			Пластово го давления	Поровог о давлени я	Гидроразры ва пласта	Горног о давлени я	
	от	до	МПа/м	МПа/м	МПа/100 м	МПа/10 0 м	°С
Є _{2-3ev}	10	560	0,0098	-	0,0154	-	3-5
Є _{1-2 lit- Є_{1 an}}	560	120 0	0,0108	-	0,0154	-	10
Є _{1 bul}	120 0	126 5	0,0100	-	0,0159	-	11-12
Є _{1 bls}	126 5	181 0	0,0104	-	0,0162	-	11-12
Є _{1 us}	181 0	241 0	0,0110	-	0,0166	-	18-20
V	241 0	293 0	0,0100	-	0,0169	-	21-37
R	293 0	300 0	0,0097	-	0,0167	-	42-48

Таблица А.5 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений	
от	до			
0	40	Осыпи и обвалы стенок скважины	слабый	
2815	2930		слабый	
0	220	Нефтегазоводопрооявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$	
1200	1265		вода	
1730	1770		вода	
2310	2350		вода	
2580	2610		газ, $\rho = 0,796 \text{ кг/м}^3$	
2620	2650		вода	
2840	2880		газ, $\rho = 0,74 \text{ кг/м}^3$	
2880	2920		нефть, $\rho = 829 \text{ кг/м}^3$	
2930	2950		нефть, $\rho = 824 \text{ кг/м}^3$	
40	560		Поглощение бурового раствора	до полного
990	1150			До полного
1200	1265	частичное		
1730	1770	до $6 \text{ м}^3/\text{час}$		
2200	2300	До полного		
2580	2610	до $12 \text{ м}^3/\text{час}$		
2610	2650	частичное		
2840	2920	до $16 \text{ м}^3/\text{час}$		
2930	2950	до полного		

Приложение Б

Таблица Б.1 – Результаты расчета минимальной глубины спуска предыдущей обсадной колонны по газовому пласту

Имя пласта	B11	B12
Глубина кровли, м	2580	2840
Градиент пластового давления, атм/м	0,1	0,1
Градиент давления гидроразрыва, атм/м	0,162	0,162
Относительная плотность газа по воздуху	0,84	0,74
Расчетные значения		
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	258	284
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	259,2	283,5
Значение параметра e^s	1,09	1,08
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	237,6	261,98
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1600	1750
Требуемый запас	1,09	1,08
Окончательная глубина спуска колонны	1750	

Таблица Б.2 – Характеристики породоразрушающего инструмента по интервалам

Параметр		Значение параметра				
Интервал, м		0–20	20–610	610-1750	1750-3010	2570-2620, 2830-2900
Шифр долота		490,0 Глобур	15 1/2” BT6916M A-095	11 5/8” BT6613MHA0 35	7 1/2” BT9913MH A-043	8 1/2”/4” BT9913MH A-003
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC	PDC	Буровая головка PDC
Диаметр долота, мм		490,0	393,7	295,3	190,5	215,9
Тип горных пород		C	C	CT+K	T+K	T+K
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 177	3 152	3 117	3 117
	API	6 5/8	7 5/8	6 5/8	4 1/2	-
Длина, м		0,5	0,466	0,354	0,289	0,185
Масса, кг		300	160	110	50	41
Осевая нагрузка, тс	Рекомендуемая	17–34	4–18	4-12	2–12	2-6
	Максимальная	34	18	16	12	6
Частота вращения, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–220	60-120	150–400	60-120
	Максимальная	600	220	120	400	120

Таблица Б.3 – Расход бурового раствора

Параметр	Значение параметра			
	0-20	20-610	610-1750	1750-3010
Исходные данные				
D _д , м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
K	0,65	0,6	0,55	0,4
K _к	1,3	1,3	1,2	1,15
V _{кр} , м/с	0,13	0,12	0,11	0,1
V _м , м/ч	40	35	30	25
d _{бт} , м	0,127	0,127	0,127	0,089
d _{нмах} , м	0,0206	0,0175	0,0119	0,0071
n	1	9	6	9
V _{кпмин} , м/с	0,5	0,5	0,75	1
ρ _{см} – ρ _р , г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ _р , г/см ³	1,17	1,25	1,2	1,2
ρ _п , г/см ³	2,6	2,625	2,73	2,5
Результаты проектирования				
Q ₁ , л/с	123	73	38	11
Q ₂ , л/с	173	94	50	15
Q ₃ , л/с	88	55	42	22
Q ₄ , л/с	12	93	42	38
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ, л/с	12-173	55-94	38-50	11-38
Запроектированные значения расхода бурового раствора				
Q _{проект} , л/с	45	45	40	15

Таблица Б.4 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Параметр	Значение параметра				
	0-20	20-610	610-1750	1750-3010	
Исходные данные					
D _д	м	0,49	0,3937	0,2953	0,1905
	мм	490	393,7	295,3	190,5
G _{ос} , кН	29	59	69	69	
Q, Н·м/кН	1,5	1,5	1,5	1,5	
Результаты проектирования					
D _{зд} , мм	-	315	236	152	
M _р , Н·м	-	3066	2684	1768	
M _о , Н·м	-	197	148	95	
M _{уд} , Н·м/кН	-	49	37	24	

Приложение В

Таблица В.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–20 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–20 м)							
1	490,0 Глобур	0,5	490	-	3-171	Ниппель	0,300
2	Переводник M171xM171	0,52	241	56	3-171	Муфта	0,176
					3-171	Муфта	
3	К-490,0 С	1,15	490	100	3-171	Ниппель	0,450
					3-171	Муфта	
4	Переводник П- 171/181	0,54	229	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-181	Муфта	
5	УБТ245	12	245	135	3-171	Ниппель	3,204
					3-181	Муфта	
6	Переводник П- 181/133	0,54	203	101	3-181	Ниппель	0,090
					3-133	Муфта	
7	ПК-127x9 Л	5	127	108,6	3-133	Ниппель	0,149
					3-133	Муфта	

Таблица В.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (20–610 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (20–610 м)							
1	15 1/2'' БТ691МА-095	0,466	393,7	-	3-177	Ниппель	0,160
2	Переводник М177хМ171	0,52	240	-	3-177	Муфта	0,180
					3-171	Муфта	
3	КА393,7 СТ	0,825	393,7	85	3-171	Ниппель	0,158
					3-171	Муфта	
4	Переводник П-171/171	0,538	229	127	3-171	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
8	Переводник П-163/171	0,538	229	127	3-163	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
9	КА393,7 СТ	0,825	393,7	85	3-171	Ниппель	0,158
					3-171	Муфта	
10	Переводник П-171/147	0,521	225	95	3-171	Ниппель	0,087
					3-147	Муфта	
11	УБТС2-203х100 Д	12	203	100	3-161	Ниппель	2,568
					3-161	Муфта	
12	Переводник П-161/147	0,52	178	95	3-161	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/162	0,50	225	76	3-147	Ниппель	0,067
					3-162	Муфта	
15	ПК-127х9 Л	558	127	108,6	3-162	Ниппель	17,414
					3-162	Муфта	

Таблица В.3 – КНБК для бурения секции под техническую колонну (610–1750 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под техническую колонну (610–1750 м)							
1	11 БТ6613МНА035 5/8"	0,354	295,3	-	3-152	Ниппель	0,110
2	Переводник М152хМ152	0,52	240	-	3-152	Муфта	0,029
					3-152	Муфта	
3	КС295,3 СТ	0,825	295,3	85	3-152	Ниппель	0,261
					3-152	Муфта	
4	Переводник П- 152/171	0,538	229	127	3-152	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
5	Д-240РС	10,1	240	-	3-171	Ниппель	2,547
					3-163	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-240РС	0,37	240	55	3-163	Ниппель	0,043
					3-163	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-240РС	0,48	240	55	3-163	Ниппель	0,105
					3-163	Муфта	
8	Переводник П- 163/152	0,538	229	127	3-163	Ниппель	0,091
					3-152	Муфта	
9	КС295,3 СТ	0,825	295,3	85	3-152	Ниппель	0,261
					3-152	Муфта	
10	Переводник П- 152/147	0,521	225	95	3-152	Ниппель	0,087
					3-147	Муфта	
11	УБТС2-203х100 Д	18	203	100	3-161	Ниппель	3,852
					3-161	Муфта	
12	Переводник П- 161/147	0,52	178	95	3-161	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178х90 Д	24	178	90	3-147	Ниппель	3,744
					3-147	Муфта	
14	Переводник П- 147/162	0,50	225	76	3-147	Ниппель	0,067
					3-162	Муфта	
15	ПК-127х9,19 Е	1692	127	108,6	3-162	Ниппель	52,831
					3-162	Муфта	

Таблица В.4 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1750–3010 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (1750–3010 м)							
1	7 1/2" БТ991МНА-043	0,289	190,5	-	3-117	Ниппель	0,050
2	Переводник М117хМ117	0,45	172	-	3-117	Муфта	0,180
					3-117	Муфта	
3	КС-190,5 СТК	0,29	190,5	85	3-117	Ниппель	0,261
					3-117	Муфта	
4	Переводник П-152/171	0,538	165	127	3-152	Ниппель	0,091
					3-171	Муфта	
5	Д-165РС	10	165	-	3-171	Ниппель	8,315
					3-122	Муфта	
6	Клапан обратный КОБ-165РС	0,875	165	55	3-122	Ниппель	0,090
					3-122	Муфта	
7	Переливной клапан ПК-165	0,814	165	55	3-122	Ниппель	0,097
					3-122	Муфта	
8	Переводник П-122/117	0,538	165	127	3-122	Ниппель	0,091
					3-117	Муфта	
9	КС-190,5 СТК	0,29	190,5	85	3-117	Ниппель	0,261
					3-117	Муфта	
10	Переводник П-117/147	0,521	165	95	3-171	Ниппель	0,087
					3-147	Муфта	
13	УБТС2-178х90 Д	48	178	90	3-147	Ниппель	7,488
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/133	0,50	165	76	3-147	Ниппель	0,067
					3-133	Муфта	
15	ПК-101х8,4 Е	1689	101	84,8	3-133	Ниппель	52,74
					3-133	Муфта	
14	Переводник П-133/162	0,50	165	76	3-133	Ниппель	0,067
					3-162	Муфта	
16	ПК-127х9,19 Е	1260	127	108,6	3-162	Ниппель	24,28

Таблица В.5 – Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захват

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	3010	ПК-101х8,4 Е	127	Е	9,19	3-162	1689	52,74	61,67	2,16	2,26
бурение	0	1750	ПК-101х8,4 Е	101	Е	8,4	3-162	1260	24,28	61,67	1,56	1,62

Приложение Г

Таблица Г.1 – Компонентный состав бентонитового раствора под направление

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Структурообразователь	80
Регулятор pH	1
Барит	184

Таблица Г.2 – Технологические свойства бентонитового раствора под направление

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,17
Условная вязкость, с	120
Содержание песка, %	< 2
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12

Таблица Г.3 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под кондуктор

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Регулятор pH	0,7
Структурообразователь	15
Высоковязкий понизитель фильтрации	0,3
Смазочная добавка	1
Низковязкий понизитель фильтрации	0,5
Утяжелитель	267

Таблица Г.4 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под кондуктор

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,25
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	15
ДНС, дПа	35
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15/35
Водоотдача, см ³ /30 мин	8
pH	8
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица Г.5 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Регулятор pH	0,7
Структурообразователь	15
Высоковязкий понизитель фильтрации	0,3
Смазочная добавка	1
Низковязкий понизитель фильтрации	0,5
Утяжелитель	245

Таблица Г.6 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора под техническую колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	30
Пластическая вязкость, сПз	15
ДНС, дПа	35
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15/35
Водоотдача, см ³ /30 мин	8
pH	8
Содержание песка, %	< 1,5

Таблица Г.7 – Компонентный состав минерализованного раствора под эксплуатационную колонну

Состав раствора	Содержание, кг/м ³
Регулятор щелочности (Ph)	0,4
Регулятор жесткости	0,8
Структурообразователь	80
Низковязкий понизитель фильтрации	8
Высоковязкий понизитель фильтрации	3
Соль	25
Смазочная добавка	3
Пеногаситель	0,2
Утяжелитель	68

Таблица Г.8 – Технологические свойства минерализованного раствора под эксплуатационную колонну

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,2
Условная вязкость, с	40
Пластическая вязкость, сПз	17
ДНС, дПа	60
СНС 10 сек/10 мин, дПа	24-90/36-135
Водоотдача, см ³ /30 мин	4
рН	9
Содержание песка, %	< 0,5

Таблица Г.9 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–3010 м

Направление интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
0	20	20	490	-	1,3	4,9
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,06$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=3,04$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=0,08$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=52,8$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}}=79,1$
Кондуктор интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
20	610	590	339,37	408,9	1,3	93,51
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=0,91$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=54,90$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=2,40$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=197,72$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=255,93$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=250$
Техн. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
610	1750	1140	295,3	306,9	1,2	143,95
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=1,51$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=56,84$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=5,78$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=292,90$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=288,6$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=350$
Экспл. колонна интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
От	до					
1750	3010	1260	190,5	228,7	1,15	123,46
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}}=1,03$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}}=41,3$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}}=8,54$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2=251,92$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}}=293,71$
Объем раствора к приготовлению:						$V_3=330$

Таблица Г.10 –Потребное количество химических реагентов

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов									
			направление		кондуктор		колонна		эксплуатационная		итого	
			кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп
Регулятор pH NaOH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	25	53	3	186	8	260	11	148	6	648	28
Утяжелитель Барит КБ-3	Регулирование плотности	1000	4240	5	71022	72	91140	92	25160	26	191562	195
Высоковязкий понизитель фильтрации, PETRO PAC HV	Стабилизатор реологических свойств	25	-	-	80	4	112	5	1110	45	1301	54
Низковязкий понизитель фильтрации PETRO PAC LV	Регулятор фильтрации	25	-	-	133	6	186	8	2960	120	3279	134
Смазочная добавка PETRO LUBE	Снижение поверхностного натяжения коэффициента трения в скважине	220	-	-	266	2	372	2	1110	6	1748	10
Структурообразователь PETRO BENT	Придание раствору реологических и тиксотропных свойств	900	9752	11	3990	5	5580	7	29600	33	48922	56
Регулятор жесткости SORBER MILD	Связывание ионов кальция и магния	25	-	-	-	-	-	-	296	12	296	12
Соль, REASCALE-2002	Предотвращение растворения солей	200	-	-	-	-	-	-	9250	47	9250	47
Пеногаситель Гаспен-Силикон	Предотвращение пенообразования	55	-	-	-	-	-	-	74	2	74	2

Приложение Д

Таблица Д.1 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технической операции	Наименьшая скорость	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	20	Бурение	0,193	0,024	Периферийная	1	17,5	185,9	4,98
Под кондуктор									
20	610	Бурение	0,321	0,037	Комбинированная	9	8	99	2,34
Под техническую колонну									
610	1750	Бурение	0,553	0,059	Комбинированная	6	9	105,6	4,08
Под эксплуатационную колонну									
1750	3010	Бурение	0,728	0,055	Комбинированная	9	5	88,7	2,65
Отбор керна									
2650	2690	Отбор керна	0,631	0,059	Периферийная	6	7	96,3	2,17
2830	2900	Отбор керна	0,511	0,047	Периферийная	6	7	75,1	2,09

Таблица Д.2 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				КПД	диаметр цилиндровых	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	20	Бурение	УНБТ-1180	2	95	150	387,6	1	100	22,4	44,8
20	610	Бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	1	100	22,4	44,8
610	1750	Бурение	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	1	90	20,16	40,32
1750	3010	Бурение	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	70	15,68	15,68
2650	2690	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	70	15,68	15,68
2830	2900	Отбор керна	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	70	15,68	15,68

Таблица Д.3 – Распределение потерь давления в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стойке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				насадках долота	забойном двигателе			
0	20	Бурение	249,2	238,8	-	0,3	0,0	10
20	610	Бурение	171,1	72,4	64,4	23,4	0,9	10
610	1750	Бурение	198,4	79,1	55,6	49,1	4,5	10
1750	3010	Бурение	123	54,9	7,6	28,1	29,4	3
2650	2690	Отбор керна	123	54,9	-	28,1	29,4	3
2830	2900	Отбор керна	123	54,9	-	28,1	29,4	3

Таблица Д.4 – Технологическая оснастка

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5	6
Эксплуатационная, 146 мм	БКМ-146 («Уралнефтемаш»)	3010	3010	1	1
	ЦКОД-146 («Уралнефтемаш»)	3000	3000	1	1
	ЦПЦ-146/190 («НефтьКам»)	0	1700	34	79
		1700	1800	10	
		1850	2580	18	
		2580	2610	3	
		2610	2840	5	
		2840	2890	5	
		2890	3005	2	
	ЦТ-146/190 («НефтьКам»)	3005	3010	2	
		2580	2610	3	8
		2840	2890	5	
ПРП-Ц-Н-146 («Уралнефтемаш»)	3000	3000	1	1	
ПРП-Ц-В-146 («Уралнефтемаш»)	2900	2900	1	1	
Кондуктор, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	610	610	1	1
	ЦКОД-324 («Уралнефтемаш»)	600	600	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	3	27
		20	100	8	
		100	605	14	
	ЦТ-324/394 («НефтьКам»)	605	610	2	2
ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	600	600	1	1	
Направление, 426 мм	БКМ-426 («Уралнефтемаш»)	20	20	1	1
	ЦКОД-426 («Уралнефтемаш»)	10	10	1	1
	ЦПЦ-426/490 («НефтьКам»)	0	20	4	4
Техническая колонна, 246 мм	БКМ-246 («Уралнефтемаш»)	1750	1750	1	1
	ЦКОД-246 («Уралнефтемаш»)	1740	1740	1	1

1	2	3	4	5	6
	ЦПЦ-246/295 («НефтьКам»)	0	20	2	48
		20	560	15	
		560	660	10	
		660	1745	21	
	ЦТ-246/295 («НефтьКам»)	660	1745	10	12
		1745	1750	2	
	ПРП-Ц-В-246 («Уралнефтемаш»)	1740	1740	1	1