

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ, НА РИФЕЙСКИЙ ГОРИЗОНТ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

УДК 622.243.23:622.323(1-198.6-024.17)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Наледин Семен Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бер Александр Андреевич	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 общеинженерные 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	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в

Управление	области проектного менеджмента	условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
		И.ОПК(У)-5.5 Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности

		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологических процессов строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 2. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту бурового оборудования. 3. Выполнение диагностического обследования бурового оборудования. 4. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями в процессе строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 5. Организационно-техническое обеспечение процессов	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
	строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 6. Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин. 7. Подготовка предложений по повышению эффективности строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 8. Составление текущих планов по проведению строительства, ремонта нефтяных и газовых скважин.		ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процесса строительства скважин и новых стволов
			ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин
			ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки и эксплуатации месторождений, производственных процессов при строительстве скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений И.ПК(У)-5.2 Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	Тип задач профессиональной деятельности: проектный			
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения	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»	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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	скважины.	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»		образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	2. Выполнение работ по проектированию безопасности работ нефтегазового производства.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья» ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ	И.ПК(У)-8.1 Участствует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8В	Наледину Семену Сергеевичу

Тема работы:

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА РИФЕЙСКИЙ ГОРИЗОНТ ГАЗОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 №1017/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	1. Геологические условия бурения 2. Особые условия бурения: - 3. Интервал отбора керна: - 4. Тип профиля: наклонно-направленный с горизонтальным участком 5. Данные по профилю: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 83 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла
----------------------------------	---

	после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м. Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 650 метров / 700 метров 6. Минимальный уровень жидкости в скважине: до полного опорожнения 7. Глубина спуска эксплуатационной колонны: выбрать 8. Диаметр хвостовика: 127 мм 9. Способ цементирования: манжетный (предусмотреть ММЦ на кровлю продуктивного пласта) 10. Конструкция забоя: незацементированная колонна с пакерами и оборудованием под МГРП 11. Способ освоения скважины: многостадийный гидроразрыв пласта
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	1. ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 1.1. Геологические условия бурения 1.2. Характеристика газонефтеводоносности месторождения 1.3. Зоны возможных осложнений 1.4. Исследовательские работы 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ 2.1. Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2. Обоснование конструкции скважины 2.2.1. Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2. Построение совмещенного графика давлений 2.2.3. Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Выбор типа калибратора 2.3.4. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.5. Расчет частоты вращения долота 2.3.6. Расчёт необходимого расхода бурового раствора 2.3.7. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.8. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.9. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.10. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Выбор технологической оснастки обсадных колонн

	2.4.3. Расчет процессов цементирования скважины 2.4.3.1. Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.3.2. Расчёт объёма тампонажной смеси, буферной жидкости и продавочной жидкости 2.4.3.3. Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ
Перечень графического материала:	1. КНБК (компоновка низа бурильной колонны).
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Наледин Семен Сергеевич		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (весенний семестр 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. Специальная часть	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	Наледину Семену Сергеевичу

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

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

1. <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 ОГСН ШБИП	Криницына Зоя Васильевна	К.Т.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Наледин Семен Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8В		Наледин Семен Сергеевич	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	21.03.01 Нефтегазовое дело /Бурение нефтяных и газовых скважин

Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Бурение нефтяных и газовых скважин.
---------------------	-------------	---------------------------	---

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. 2. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации	Объект исследования: Технологическое решение для строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Рифейский горизонт газонефтяного месторождения Область применения: Бурение скважин
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Статья 297 ТК РФ. Общие положения о работе вахтовым методом 2. ТК РФ Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом 3. ТК РФ Статья 299. Продолжительность вахты 4. ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом 5. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя 6. Федеральный закон «О трудовых пенсиях в Российской Федерации» от 17.12.2001 № 173-ФЗ
2. Производственная безопасность при разработке проектного решения): 2.1 Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	Вредные и опасные факторы: 1. Повышенные уровни общей и локальной вибраций; 2. Повышенный уровень шума; 3. Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; 4. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего; 5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадает работающий; 6. пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения	1. Воздействие на селитебную зону: Не обнаружено 2. Воздействие на литосферу:

	– Вырубка деревьев; – Повреждение или уничтожение почвенного слоя; – Засорение почвы производственным мусором и отходами, буровым раствором, углеводородами. 3. Воздействие на гидросферу: – Загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом. 4. Воздействие на атмосферу: – Выбросы за счет работы дизельных приводов и двигателей; – Выбросы при ГНВП.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения	Возможные ЧС – ГНВП; – Пожары и взрывы на БУ; – Лесные пожары; – Взрывы и возгорание ГСМ. Наиболее типичная ЧС – ГНВП.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8В	Наледин Семен Сергеевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, 12 рисунков, 33 таблиц, 34 литературных источника, 10 приложений.

Ключевые слова: бурение, буровая установка, буровой раствор, породоразрушающий инструмент, скважина, конструкция скважины, цементирование, нефть, заканчивание скважин.

Цель работы – проектирование и строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 2480 м

В процессе выполнения работы был составлен проект на строительство наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 2480 м (по вертикали).

Разработаны мероприятия по организации строительству, охране труда и окружающей среды.

Дипломная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтегазовых скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью электронных таблиц Microsoft Excel, презентация представлена в программе Microsoft Office PowerPoint, графический материал выполнен в программе «CoreIDRAW».

СОКРАЩЕНИЯ

- АНПД – аномально низкое пластовое давление;
- БК – башмак колонный;
- БУ – буровая установка;
- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- ГНО – глубинное насосное оборудование;
- ЗУМППФ – зона успокоения механических примесей пластового флюида;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- МСП – механическая скорость проходки;
- ОТТГ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, герметичная;
- ОТТМ – муфтовое резьбовое соединение обсадной трубы, трапецеидальная;
- ПВ – пластическая вязкость;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- РУО – раствор на углеводородной основе;
- СВП – силовой верхний привод;
- СИЗ – средства индивидуальной защиты;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спускоподъемные операции;
- ТБПК – трубы бурильные с приваренными замками с комбинированной высадкой;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- УВ – условная вязкость;
- ФА – фонтанная арматура;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия.

Оглавление

Введение	26
1 Общая и геологическая часть	28
1.1 Геологические условия бурения	28
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	28
1.3 Зоны возможных осложнений.....	29
2 Технологическая часть.....	31
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	31
2.2 Обоснование конструкции скважины.....	31
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	31
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	32
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	32
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	34
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	35
2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн	35
2.3 Проектирование процессов углубления	37
2.3.1 Выбор способа бурения	38
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента.....	38
2.3.3 Выбор типа калибратора	39
2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото	40
2.3.5 Расчет частоты вращения долота	41
2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора	42
2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	44
2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	46
2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	47
2.3.9.1 Выбор промывочной жидкости под направление.....	47
2.3.9.2 Выбор промывочной жидкости под кондуктор	48
2.3.9.3 Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну .	50

2.3.9.4	Выбор промывочной жидкости под хвостовик.....	51
2.3.10	Разработка гидравлической программы промывки скважины.....	52
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин.....	54
2.4.1	Расчет обсадных колонн на прочность.....	54
2.4.1.1	Расчет наружных избыточных давлений.....	54
2.4.1.2	Расчет внутренних избыточных давлений	57
2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине.....	60
2.4.2	Расчет обсадных колонн на обратное промерзание.....	61
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн.....	63
2.4.4	Расчет и обоснование параметров цементирования скважины.....	64
2.4.4.1	Обоснование способа цементирования	64
2.4.4.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	65
2.4.4.3	Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов	66
2.4.5	Проектирование процессов испытания и освоения скважины	67
2.4.5.1	Выбор жидкости глушения	67
2.4.5.2	Выбор муфт ГРП и расчет их количества	68
2.4.5.3	Вызов притока.....	68
2.4.5.4	Выбор типа фонтанной арматуры.....	69
2.5	Выбор буровой установки	70
3	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	71
3.1	Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия	71
3.1.1	Основные направления деятельности предприятия	71
3.1.2	Организационная структура предприятия.....	71
3.2	Расчет сметной стоимости буровых растворов	73
4	Социальная ответственность	74

4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	74
4.2	Производственная безопасность	76
4.2.1	Повышенный уровень общей и локальной вибраций	76
4.2.2	Повышенный уровень шума	77
4.2.3	Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	78
4.2.4	Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	78
4.2.5	Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадает работающий	79
4.2.6	Пожаровзрывоопасность	80
4.3	Экологическая безопасность	80
4.3.1	Защита атмосферы	80
4.3.2	Защита гидросферы	81
4.3.3	Защита литосферы	82
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	83
	Заключение	84
	Список используемых источников	86
	Приложение А	90
	Приложение Б.....	97
	Приложение В	99
	Приложение Г	100
	Приложение Д	101
	Приложение Е.....	108
	Приложение Ж.....	110
	Приложение И	112
	Приложение К	114

Приложение Л	115
--------------------	-----

Введение

В современном мире значимость добываемых углеводородов невозможно отрицать. Необходимость в углеводородном сырье, таком как нефть и газ, постоянно растет, это связано не только с тем, что на основе этих углеводородов изготавливают топливо для различных машин, обогрева домов, но и так как из продуктов переработки нефти и газа состоит множество повседневных вещей которые люди используют в быту или на производстве. Чтобы извлечь полезные ископаемые на поверхность необходимо бурить скважины, чем и занимаются группы специалистов по бурению скважин.

Строительство скважин является очень сложным и дорогостоящим технологическим процессом в добыче нефти, газа и других флюидов. От действий и приняты решений буровой бригады, инженерного состава и от правильного проектирования скважины, зависит насколько качественный флюид и на сколько большой дебит будет на выходе при разработке той или иной скважины, в связи с чем возникает потребность в создании проектов обеспечивающих максимальную безаварийность, энергоэффективность и рентабельность строительства скважин.

В рамках данной выпускной квалификационной работы производится проектирование процессов сооружения наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным окончанием глубиной 2480 м на Рифейский горизонт газонефтяного месторождения. Что и является целью данной выпускной квалификационной работы.

Для его выполнение ставится ряд проектных задач во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда, и охраны окружающей среды.

Проектное решение получение в этой работе, может быть использовано при реализации аналогичных проектов по сооружению наклонно-направленных

скважин с горизонтальным окончанием в практической и научной деятельности, при схожих геологических и климатических условиях.

1 Общая и геологическая часть

1.1 Геологические условия бурения

Литологическая характеристика разреза представлена в таблице А.1 приложения А.

Сведения о физико-механических свойств горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.2 приложения А.

Прогноз температур и давлений по разрезу скважины отображены в таблице А.3 приложение А.

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в таблице А.4 приложения А.

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

Продуктивный пласт – сложен строматолитовыми и органогенно-обломочные, иногда окремненные доломитами. Максимальная температура наблюдается на интервала продуктивного пласта - 29°C.

Присутствует участок с аномально низким пластовым значением в интервале продуктивного пласта. Интервалов несовместимых по условию бурения согласно градиентам пластового и давления гидроразрыва пород не наблюдается.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Газоводонефтеносность по разрезу скважины представлена в таблице 1-3.

Таблица 1 – Водоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут
от	до			
0	481	поровый	1,009	До 200
2058	2146	Каверно-поровый	1,2002	1,8
2485	2493	Каверно-поровый	1,146	30

Таблица 2 – Газоносность

Интервалы залегания, м		Тип коллектора	Свободный дебит, м ³ /сут	Относительная плотность по воздуху
от	до			
2430	2436	поровый	10-250	0,760

Таблица 3 – Нефтеносность

Интервал залегания, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сутки (для газа – тыс. м ³ /сутки)
от	до			
2436	2449	Каверно-поровый	0,702	5-145
2453	2467	Каверно-поровый	0,702	5-80
2467	2478	Поровый	0,702	5-80
2478	2485	Каверно-поровый	0,701	10-660

1.3 Зоны возможных осложнений

Информация о интервалах при прохождении, которых возможны осложнения, представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Зоны возможных осложнений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения (осыпи, обвалы, частичные поглощения, полные поглощения, прихватопасные зоны, солевые пласты, текущие породы, грифоны и др.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Є _{2-3ev}	0	481	Поголощение
Є _{1 an}	742	1026	
Є _{1 us}	1696	2246	
R	2478	2493	
Є _{2-3ev}	0	481	Водопроявление
Є _{1us(os)}	2058	2146	
R	2478	2485	Нефтепроявление
R	2485	2493	Водопроявление
Є _{2-3ev}	0	481	Прихватопасная зона

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Согласно техническому заданию по проектированию профиля, необходимо соблюдать следующие параметры траектории: Количество интервалов с неизменной интенсивностью искривления – 5. Угол входа в пласт не менее 83 гр. Макс. зенитный угол в интервале ГНО не более 60 гр, зону установки ГНО выбрать. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла до зоны ГНО 2,5 град/10м, максимальная интенсивность изменения зенитного угла после зоны ГНО 3,0 град/10м, максимальная интенсивность изменения в зоне ГНО 0,18 град/10м.

Отход на кровлю Т1/ длина горизонтального участка ствола: 650 метров / 700 метров.

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

2.2 Обоснование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

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

Проектируется муфта манжетного цементирования ММЦ1.127, предназначенная для манжетного цементирования обсадных колонн и хвостовиков.

Выбираем подвеску ПХРЦ 127/178, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине. Данный тип подвески имеет в

своём составе ПГМЦ, обеспечивающий герметизацию межтрубного пространства. В нашем случае манжетного цементирования, ПГМЦ следует активировать путём пуска шара и его прокачки до посадки в седло пакера.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

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

Совмещенный график давлений представлен на рисунке 1.

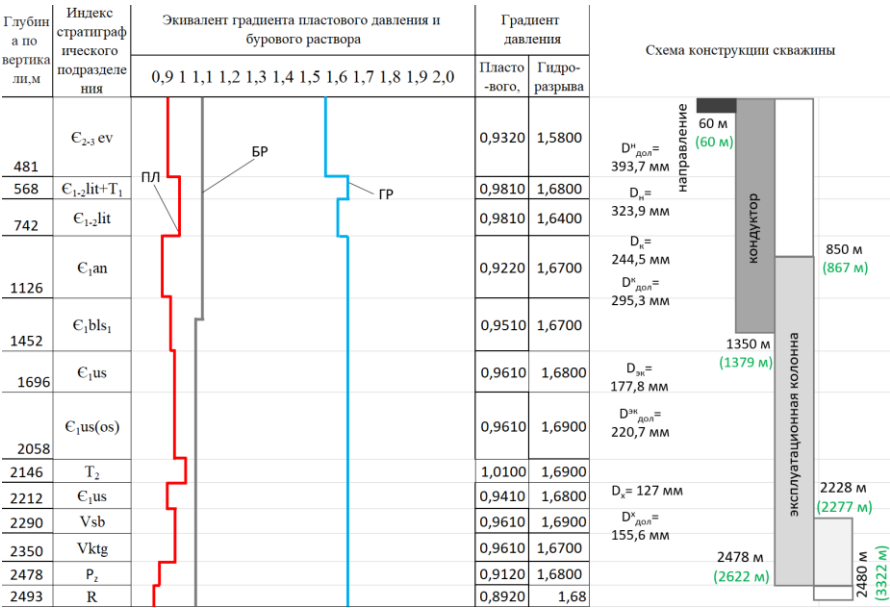


Рисунок 1 – График совмещенных давлений и схема конструкции скважины

Анализ графика показывает, что несовместимые по условию бурения интервалы отсутствуют.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Берём рекомендуемое, достаточное, по всемирному опыту бурения значение 60 м для направления.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва. Согласно данным по разрезу скважины, на глубине от 2430 м до 2436 по вертикали располагается газовый пласт, а на глубине от 2436 м до 2485 располагаются четыре нефтяных пласта. Соответственно, необходимо просчитать минимальную глубину спуска предыдущей колонны для данных продуктивных пластов и выбрать принимаемую глубину кондуктора. Результаты расчетов представлены в таблицах 5 и 6.

Таблица 5 – Расчет глубины спуска кондуктора по газовому пласту

Параметр	Значение параметра
Индекс пласта	Vosk
Глубина кровли, м	2430
Градиент пластового давления, кгс/см ² на м	0,091
Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² на м	0,167
Относительная плотность газа по воздуху	0,76
Расчетные значения	
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	221,616
Давление гидроразрыва на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	225,45
Значение параметра e^s	1,09
Давление на минимальной глубине спуска предыдущей колонны, атм	204,14
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	1350
Требуемый запас	1,1
Окончательная глубина спуска колонны, м	1350

Таблица 6 – Расчет глубины спуска кондуктора по нефтяным пластам

Параметр	Значение параметра			
1	2	3	4	5
Индекс пласта	Vosk (B-VIII)	Vosk (B-IX)	Vvn (B-1)	P1-2
Глубина кровли, м	2436	2453	2467	2478
Градиент пластового давления, кгс/см ² на м	0,096	0,091	0,091	0,091

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² на м	0,167	0,168	0,168	0,168
Плотность нефти, кг/м ³	702	702	702	701
Расчетные значения				
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, атм	234,0996	223,7136	224,9904	225,9936
Минимальная глубина спуска предыдущей колонны, м	730	600	600	600
Требуемый запас	1,08	1,09	1,08	1,07
Окончательная глубина спуска колонны, м	730			

Анализируя результаты расчета, можно сделать предположение, что кондуктор необходимо спускать минимум на глубину 1350 м по вертикали и 1379м по стволу.

Эксплуатационную колонну спускают до кровли разрабатываемого продуктивного пласта. Исходя из этого спуск эксплуатационной колонны будет осуществляться до глубины 2478 м по вертикали и 2622 м по стволу.

Хвостовик спускается до проектного забоя, закрепляется на предыдущей колонне с перекрытием 250 м по правилам нефтегазовой безопасности. Исходя из этого хвостовик спускается на 2480 м по вертикали и на 3322 м по стволу, голова хвостовика расположена на глубине 2228 м по вертикали и 2277 м по стволу.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

– направление и кондуктор цементируются на всю длину – 0-60 м и 0-1350/0-1379 м (интервал цементирования по глубине и по стволу) соответственно;

– эксплуатационная колонна цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей обсадной колонны на 500 м – 850-2478/877-2622 м соответственно.

– хвостовик цементируется манжетным способом от башмака предыдущей колонны до головы хвостовика на 345 м от 2228/2277 до 2478/2622.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров скважины осуществляется снизу-вверх. Результаты расчетов конструкции скважины представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проектирования конструкции скважины

Колонна	Глубина спуска, м				Интервал цементирования, м		внешний диаметр обсадной колонны, мм	диаметр долота на интервале, мм
	расчетная по вертикали	запроектированная по вертикали	расчетная по стволу	Запроектированная по стволу	по вертикали	по стволу		
Направление	60	60	60	60	0-60	0-60	323,9	393,7
Кондуктор	1350	1350	1379	1379	60-1350	60-1350	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	2478	2478	2622	2622	850-2478	867-2622	178	220,7
Хвостовик	2480	2480	3322	3322	2228-2478	2277-2622	127	155,6

2.2.6 Проектирование обвязки обсадных колонн

При выборе противовыбросового оборудования и колонной обвязки необходимо учитывать величину давления опрессовки колонны $P_{оп}$, которое

должно превышать возможное давления, возникающее при ГНВП и открытых фонтанов и определяется по формуле:

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

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

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

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

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

$$P_{МУ} = \frac{P_{пл}}{e^s}, \quad (3)$$

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

s – степень основания натурального логарифма, рассчитываемая по формуле:

$$s = 10^{-4} \cdot \gamma_{отн} \cdot H, \quad (4)$$

где H – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м;

$\gamma_{отн}$ – относительная плотность газа по воздуху.

Расчет давлений опрессовки колонн для газовых и нефтяных пластов представлены в таблицах 8 и 9, соответственно.

Таблица 8 – Расчет давления опрессовки колонны для газовых пластов

Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	23,35
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2430
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	$P_{му}$	19,44
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, Мпа	$P_{ГНВП}$	21,38
Давление опрессовки колонны, Мпа	$P_{оп}$	23,52
Коэффициент запаса	k	1,10
Степень основания натурального логарифма	s	0,18
Основание натурального логарифма	e	2,70
Относительная плотность газа по воздуху	$\gamma_{отн}$	0,76

Таблица 9 – Расчет опрессовки колонны для нефтяных пластов

Параметр	Обозначение параметра	Значение параметра для каждого пласта			
		Vosk (B-VIII)	Vosk (B-IX)	Vvp (B-1)	P1-2
Пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа	$P_{пл}$	23,41	22,37	22,50	22,6
Глубина залегания кровли продуктивного пласта, м	$H_{кр}$	2436	2453	2467	2478
Максимальное давление на устье при флюидопроявлении, МПа	$P_{му}$	18,01	17,79	17,92	17,92
Давление, необходимое для ликвидации ГНВП, МПа	$P_{гнвп}$	19,81	19,56	19,72	19,71
Давление опрессовки колонны, Мпа	$P_{оп}$	21,79	21,52	21,69	21,69
Коэффициент запаса	k	1,1	1,1	1,1	1,1
Плотность нефти, кг/м ³	ρ_n	702	702	701	701

Подбор колонной головки осуществляется исходя из:

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

Шифр колонной обвязки выбираем: ОКК1-35-178x245 К1 ХЛ.

Шифр ОП исходя из диаметра обсадных труб и рабочего давления: ОП5-280/80x35.

2.3 Проектирование процессов углубления

Проектирование технологии процессов углубления включает в себя выбор типа породоразрушающего инструмента, режимов бурения, типов

бурового раствора, конструкции бурильной колонны и компоновки её низа, гидравлической программы промывки.

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается способ бурения с использованием СВП, так как уже на глубине 10 м начинаются средние горные породы. Под кондуктор выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, так как на данном интервале запланирован набор зенитного угла. Под эксплуатационную колонну и хвостовик выбирается совмещенный способ бурения с применением ВЗД и СВП, что позволит обеспечить набор зенитного угла для входа в пласт и максимальную механическую скорость.

Результаты выбора способа бурения каждого интервала представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор способа бурения под каждый интервал

Обсадная колонна	Интервал бурения по стволу, м		Способ бурения
	от	до	
Направление	0	60	Силовой верхний привод (СВП)
Кондуктор	60	1350	СВП+Гидравлический забойный двигатель (ВЗД)
Эксплуатационная колонна	1350	2478	ВЗД +СВП
Хвостовик	2478	2480	ВЗД +СВП

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

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

максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов и облегчают процесс искривления скважины. Данные о типоразмерах используемых долот приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Характеристика породоразрашающего инструмента по интервалам

Интервал		0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
Шифр долота		Ш 393,7 С-ЦГВ	11 5/8" БТ7713МНА-039 (295,3 мм) IADC S333	БИТ 220,7 В 813 ТУ	БИТ 155,6 В 713 ТУ
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	220,7	155,7
Тип горных пород		С	СТ+С	СТ+К+Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 171	3 152	3-117	3 88
	API	6 5/8	6 5/8	4 1/2	4 1/2
Длина, м		0,47	0,3	0,385	0,4
Масса, кг		176	35	20	13
G, тс	Рекомендуемая	3–8	2–16	2–12	2–12
	Предельная	24	16	12	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40–600	60–400	60–280	60–400
	Предельная	600	400	280	400

где G – осевая нагрузка, тс;

n – частота вращения, об/мин.

2.3.3 Выбор типа калибратора

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

Для бурения направления проектируется калибратор со спиральными лопастями. Для всех остальных интервалов проектируются калибраторы с прямыми лопастями, которые позволят уменьшить гидравлические сопротивления при промывке скважины и обеспечит более стабильную работу

долота. Выбор типа калибратора обусловлен диаметром скважины и типом горных пород.

Характеристики наддолотных калибраторов (центраторов) по интервалам бурения представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристика наддолотных калибраторов по интервалам

Интервал		0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
Шифр калибратора		КЛС-393,7 СТ/П 171/171	КП-295 СТ.П 147/147	КП-220 СТК.П 117/117	КП-155 СТК.П 88/88
Тип калибратора		Со спиральными	С прямыми	С прямыми	С прямыми
		лопастями	лопастями	лопастями	лопастями
Диаметр калибратора, мм		393,7	295	220	155
Тип горных пород		С	СТ+С	СТ+К+Т	Т
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-171 / 3-171	3-147/3-147	3-117/3-117	3-88/3-88
	API	6 5/8	-	-	-
Длина, м		1,1	0,9	0,4	0,35
Масса, кг		155	114	58	29

2.3.4 Расчет осевой нагрузки на долото

Результаты проектирования осевой нагрузки на ПРИ по интервалам представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Результаты расчета осевой нагрузки на долото

Интервал	0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
1	2	3	4	5
Исходные данные				
Порода	С	СТ+С	СТ+К+Т	Т
Д _д , см	39,37	29,53	22,07	15,57

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5
$G_{\text{пред}}, \text{тс}$	24	16	12	12
Результаты проектирования				
$G_{\text{доп}}, \text{тс}$	19,2	12,8	9,6	9,6
$G_{\text{проект}}, \text{тс}$	5	10	5	5

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

2.3.5 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения частоты вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчетов представлены в таблице 14.

Таблица – 14 Результаты частоты вращения долота

Интервал		0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
1		2	3	4	5
Исходные данные					
$V_{\text{л}}, \text{м/с}$		1,5	1,5	1,5	1,5
Порода		С	СТ+С	СТ+К+Т	Т
$D_{\text{д}}$	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1557
	мм	393,7	295,3	220,7	155,7
Результаты проектирования					
$n_1, \text{об/мин}$		73	97	130	184

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5
$n_{\text{стат}}, \text{об/мин}$	40-100	100-180	140-200	120-220
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$	60	100	130	190

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под направление (0-60 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, а также вследствие того, что данной частоты хватит для оптимального разрушения горной породы. Для кондуктора эксплуатационной колоны и хвостовика были выбраны значения в пределах статистических нагрузок.

2.3.6 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Расход промывочной жидкости должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

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

$$Q_1 = K \cdot S_{\text{заб}}, \quad (5)$$

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

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

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D_o^2 \quad (6)$$

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

$$Q_2 = (V_{кр} \cdot S_{max} + (V_M / 3600) \cdot S_{заб} \cdot \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{см} - \rho_p}) \cdot 1000, \quad (7)$$

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

V_M – механическая скорость бурения, м/ч;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³;

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

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

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

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 - d_{бм}^2), \quad (8)$$

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

D_c – диаметр скважины, м, определяется по формуле:

$$D_c = D_o \cdot \sqrt{K_K}, \quad (9)$$

где K_K – коэффициент каверзости.

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

$$Q_3 = S_{max} \cdot V_{КП min} \cdot 1000, \quad (10)$$

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:

$$Q_4 = 0,785 \cdot n \cdot d_{н max} \cdot 0,75 \cdot 1000, \quad (11)$$

где n – число насадок (промывочных отверстий);

d_{max} – максимальный внутренний диаметр насадки м.

Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 15. Исходные данные для расчета расхода бурового раствора по интервалам представлен в приложении В.

Таблица 15 – Результаты расчета расхода бурового раствора

Расчёт необходимого расхода бурового раствора				
Интервал	0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
Результаты проектирования				
Q_1 , л/с	49	31	21	10
Q_2 , л/с	113	47	23	13
Q_3 , л/с	55	28	26	13
Q_4 , л/с	49	79	75	52
Области допустимого расхода бурового раствора				
ΔQ , л/с	49-112	28-79	21-75	10- 52
Запроектированные значения расхода БР				
$Q_{проект}$, л/с	70	70	40	16

2.3.7 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Диаметр забойного двигателя $D_{з\partial}$ в зависимости от диаметра долота определяется по следующей формуле:

$$D_{з\partial} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{\partial}. \quad (12)$$

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

$$M_p = M_o + M_{y\partial} \cdot G_{oc}, \quad (13)$$

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

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

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

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле:

$$M_o = 500 \cdot D_o \quad (14)$$

Удельный момент долота определяется по формуле:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_o, \quad (15)$$

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

В таблице 16 представлен результат проектирования параметров забойных двигателей по интервалам бурения.

Таблица 16 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Выбор и обоснование типа забойного двигателя					
Интервал		0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
Исходные данные					
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1557
	мм	393,7	295,3	220,7	155,7
G_{oc} , кН		49	98	39	49
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования					
$D_{зд}$, мм		-	236	177	125
M_p , Н*м		-	3771	1208	1068
M_o , Н*м		-	148	110	78
$M_{уд}$, Н*м/кН		-	37	28	20

Выбранные забойные двигатели должны соответствовать рассчитанным ранее параметрам и представлены в таблице 15. Технологические характеристики забойных двигателей представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Технические характеристики запроектированных ВЗД

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН·м	Мощность двигателя, кВт
ДРУ1-240	60-1350	240	6,98	1660	30-75	80-200	16,87	76-286
ДР-176М	1350-2478	176	5,33	780	19-45	70-170	15,5	65-225
ДР-127	2478-2480	127	4,5	626	10-18	120-240	3,8-5,5	33-96

2.3.8 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

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

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

Коэффициент запаса прочности в клиновом захвате вычисляется по формуле:

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

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

В приложения Г представлены результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате. Результаты проектирования компоновки низа бурильной колонны по интервалам (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна, хвостовик) представлены в таблицах Д.1-Д.4 в приложении Д соответственно.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

2.3.9.1 Выбор промывочной жидкости под направление

Направление спускается с целью предотвращения размыва устья скважины, осыпей, обвалов и создания замкнутой циркуляции бурового раствора. Цементируется до устья. Данный интервал сложен алевролитами, доломитами, встречаются прослойки гипса и ангидрита. Большой диаметр ствола скважины, низкая скорость восходящего потока промывочной жидкости, возможная зона ММП, обуславливают возникновение ряда проблем при бурении данного интервала, основными из которых являются: осыпи и обвалы стенок скважины, частичное поглощение раствора, обводнение раствора в интервале залегания ММП.

Для предупреждения указанных осложнений необходимо поддерживать заданные параметры бурового раствора, соблюдать технологические скорости бурения и СПО, температурный режим промывки для предотвращения размыва устья. При бурении производить контроль за эффективностью работы пескоотделителей для обеспечения максимально полного удаления поступающего песка для предотвращения роста плотности бурового раствора и снижения рисков абразивного износа наземного оборудования и элементов КНБК.

Для бурения интервала используется полимер-глинистый раствор, он обладает высокими реологическими и структурно механическими свойствами, что позволит укрепить стенки скважины, сложенные неустойчивыми, склонными к осыпаниям супесями и песками, а также предупредить кавернообразование в возможных зонах ММП и размыв устья. Для дополнительного снижения теплоэрозионного разрушения устья скважины

температура раствора должна быть минимальной. Для ликвидации возможных осложнений предусмотрен аварийный запас химических реагентов. Компонентный состав и свойства БР для направления представлены в таблицах 18 и 19.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование хим. реагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м ³
1	Кальцинированная сода	Регулятор pH и жёсткости	2
2	Каустическая сода	Контроль pH	1
3	Глинопорошок ПБМБ	Первичный Структурообразователь	100
4	Биополимер Биоксан	Структурообразователь	0,7
5	ПАЦ-В	Регулятор фильтрации, вязкости	3
6	Полиэколуб	Смазка	1
7	Мел	Утяжелитель	160

Таблица 19– Технологические свойства полимер- глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,14
Условная вязкость, с	20-40
Пластическая вязкость, сПз	12-16
ДНС, дПа	25-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
pH	8-9
Содержание песка, %	< 1,5

2.3.9.2 Выбор промывочной жидкости под кондуктор

Кондуктор спускается с целью перекрытия зон возможного поглощения, кавернообразования и обвалов стенок скважины, а также для установки противовыбросового оборудования. Цементируется на всю длину.

Интервал сложен глинистыми доломитами, доломитами с прослойками известняков, так же в разрезе присутствуют мощные отложения каменной соли.

С целью предупреждения размыва устья скважины, разрушения стенок скважины и возникновения посадок инструмента в интервалах вскрытия отложений каменной соли бурение данного интервала предусматривается осуществлять на соленасыщенном полимер-глинистом буровом растворе. Компонентный состав и свойства БР для кондуктора представлены в таблицах 20 и 21.

Таблица 20 - Компонентный состав полимер-глинистого раствора

№	Наименование хим. реагента	Описание назначение	Расход кг(л)/м ³
1	Известь гашеная	Нейтрализатор углекислотной агрессии, регулятор щелочности	3
2	Натрий хлористый	Минерализатор водной фазы, ингибитор набухания глин, водорастворимый утяжелитель	400
3	Каустическая сода	Контроль Ph	2
4	Кальцинированная сода	Контроль жёсткости	2
5	Глинопорошок ПБМБ	Первичный структурообразователь	80
6	Биополимер Биоксан	Структурообразователь	0,7
7	ПАЦ-В	Регулятор фильтрации, вязкости	6
8	Микан – 40	Смазка	3
9	Полидефомер	Пеногаситель	1
10	Мел	Утяжелитель	179

Таблица 21 - технологические свойства полимер - глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,15
Условная вязкость, с	20-40
Пластическая вязкость, сПз	15-20
ДНС, дПа	25-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-10
рН	8-11
Содержание песка, %	< 2

2.3.9.3 Выбор промывочной жидкости под эксплуатационную колонну

Интервал бурения эксплуатационной колонны (1350-2478 м) сложен песчаниками, алевритами и алевролитами, алевритистыми глинами, аргилитоподобными глинами, а так же имеются пропластки каменной соли. На основании всего вышесказанного, можно сделать вывод, что наиболее оптимальным типом бурового раствора будет РУО с добавлением в него хлористого кальция.

Высокая стабильность и устойчивость к загрязнениям РУО дают возможность многократного повторного использования раствора и, как следствие, позволяют снижать затраты на его приготовление. Высокие смазывающие способности смягчают ограничения для бурения скважин со сложным профилем и/или большим отходом от вертикали. Тонкая фильтрационная корка и низкая фильтрация раствора в пласт вместе с непревзойденными ингибирующими способностями гарантируют минимальное загрязнение продуктивного пласта, высокую стабильность ствола скважины в пропластках неустойчивых глинистых отложений при больших зенитных углах. Применение РУО позволяет решить проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины, что дает возможность строительства горизонтальных скважин со сложными профилями и значительного увеличения продуктивности скважин, особенно если речь идет о малопроницаемых коллекторах. Компонентный состав и свойства БР для бурения эксплуатационной колонны представлены в таблицах 22 и 23.

Таблица 22 – Компонентный состав раствора на углеводородной основе

№	Наименование хим. реагента	Описание назначение	Расход кг/м ³
1	2	3	4
1	Известь гашеная	Нейтрализатор углекислотной агрессии, регулятор щелочности	10

Продолжение таблицы 22

1	2	3	4
2	Мрамор Молотый (7-14 мкм)	Кольматант, кислоторастворимый утяжелитель	205
3	Полиэмульсан Р	Углеводородная основа для РУО	530
4	Полиолеогель	Структурообразователь для РУО	3,5
5	Полиойлчек Стаб ДТ	Эмульгатор	10,5
6	Полиойлчек Стаб ТС	Эмульгатор	4,5
7	Полиойлчек Гидрофоб	Гидрофобизатор для РУО	2
8	Полиойлчек Фильтр	Понизитель фильтрации	1,5
9	Полиойлчек Вис	Модификатор реологии для РУО	0,8
10	Кальций хлористый	Минерализатор водной фазы, ингибитор набухания глин, водорастворимый утяжелитель	60

Таблица 23 - Технологические свойства раствора на углеводородной основе

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,08
Условная вязкость, с	40-70
Пластическая вязкость, сПз	12-35
ДНС, дПа	30-125
СНС 10 сек/10 мин, дПа	7-20/10-30
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 4
Электростабильность, В	> 400

2.3.9.4 Выбор промывочной жидкости под хвостовик

Литологический разрез при бурении под хвостовик представлен преимущественно доломитами. В условиях направленного бурения высокие требования предъявляются к качественным характеристикам промывочной жидкости, наиболее оптимальным решением в этом случае является применение раствора на углеводородной основе. Высокие смазывающие способности смягчают ограничения для бурения скважин со сложным профилем и/или большим отходом от вертикали. Тонкая фильтрационная корка и низкая

фильтрация раствора в пласт вместе с непревзойденными ингибирующими способностями гарантируют минимальное загрязнение продуктивного пласта, высокую стабильность ствола скважины больших зенитных углах. Применение РУО позволяет решить проблемы, связанные с неустойчивостью ствола скважины, что дает возможность строительства горизонтальных скважин со сложными профилями и значительного увеличения продуктивности скважин.

Для бурения хвостовика будет применяться раствор того же компонентного состава, что и для бурения эксплуатационной колонны компонентный состав и технологические свойства представлены в таблицах 22 и 23 соответственно.

2.3.10 Разработка гидравлической программы промывки скважины

Гидравлические показатели промывки скважины, режимы работы буровых насосов, распределение потерь давления в циркуляционной системе представлены в таблицах 24-26 соответственно.

Таблица 24 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под направление									
0	60	БУРЕНИЕ	0,55	0,059	КОМБИНИРОВАННАЯ	4	16	89,5	2,8

Продолжение таблицы 24

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Под кондуктор									
60	1379	БУРЕНИЕ	1,057	0,105	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	17	52,9	1,75
Под эксплуатационную колонну									
1379	2622	БУРЕНИЕ	1,426	0,05	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	10	85,6	4,71
Отбор керн									
2622	3322	БУРЕНИЕ	1,221	0.088	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	7	6	84,9	3,56

Таблица 25 – 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)				К П Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	60	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	125	36	72
60	1379	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	160	290,7	1	125	36	72
1379	2622	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	95	140	387,6	1	90	20,15	40,3
2622	3322	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	95	140	387,6	1	75	16,8	16,8

Таблица 26– Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
				элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			насадках долота	забойным двигателе			
0	60	БУРЕНИЕ	72,2	54	0	7,9	0,3	10
60	1379	БУРЕНИЕ	288,5	19,0	51,7	197,9	9,9	10
1379	2622	БУРЕНИЕ	313,8	46,7	84,6	126,9	45,6	10
2622	3322	БУРЕНИЕ	353,1	46,0	65,5	161,2	77	3,4

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

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

В таблице 27 приведены основные параметры для расчета давлений при цементировании, плотность буферной жидкости принимаем 1030 кг/м^3 , продавка осуществляется водой, ее плотность 1000 кг/м^3 .

Таблица 27 – Интервалы цементирования тампонажными растворами различной плотности

Интервал	Интервал цементирования облегченным тампонажным раствором ($\rho = 1400 \text{ кг/м}^3$), м		Интервал цементирования тампонажным раствором нормальной плотности ($\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$), м	
	по вертикали	по стволу	по вертикали	по стволу
Направление	0-50	0-50	50-60	50-60
Кондуктор	0-1250	0-1276	1250-1350	1276-1378
Эксплуатационная колонна	850-2348	867-2400	2348-2478	2400-2622
Хвостовик	—	—	—	3006- 3206

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

На рисунке 2 представлена схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины.

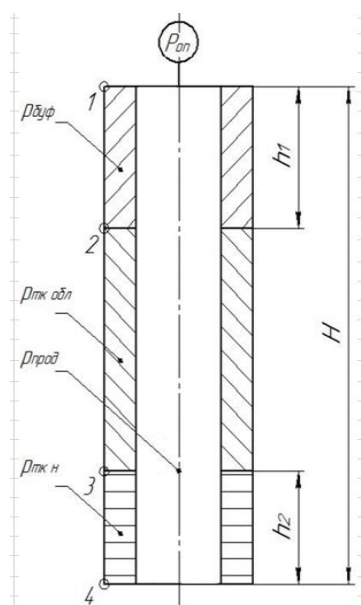


Рисунок 2 – Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации газовой скважины

На рисунке 3 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении.

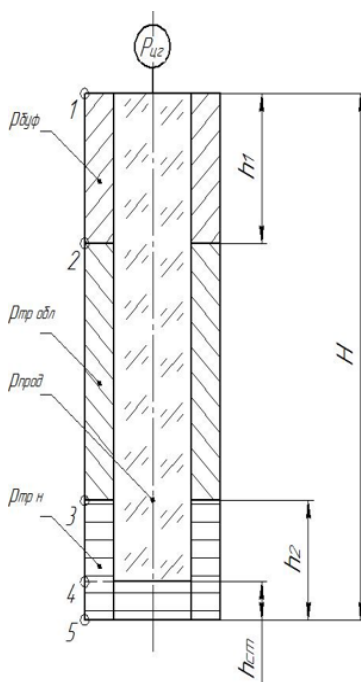


Рисунок 3 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

На рисунке 4 представлены результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении.

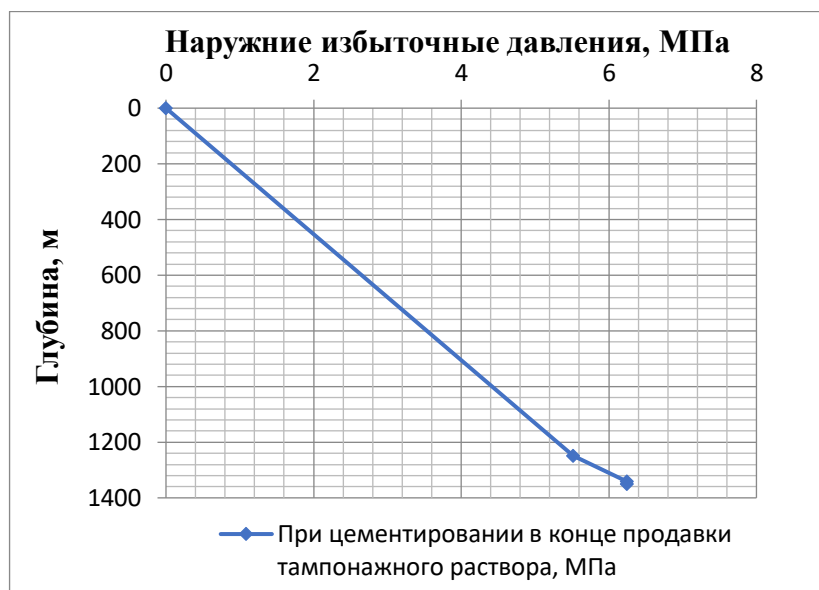


Рисунок 4 – Эпюра наружных избыточных давлений для кондуктора

Результаты расчета наружных избыточных давлений при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении, а также в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 5.

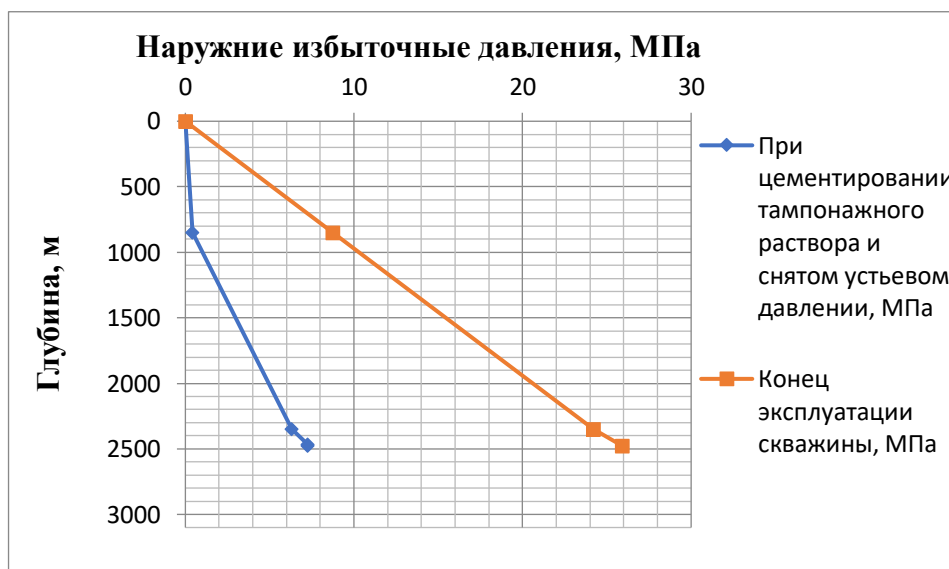


Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Результаты расчета наружных избыточных давлений в конце эксплуатации газовой скважины представлены на рисунке 6.

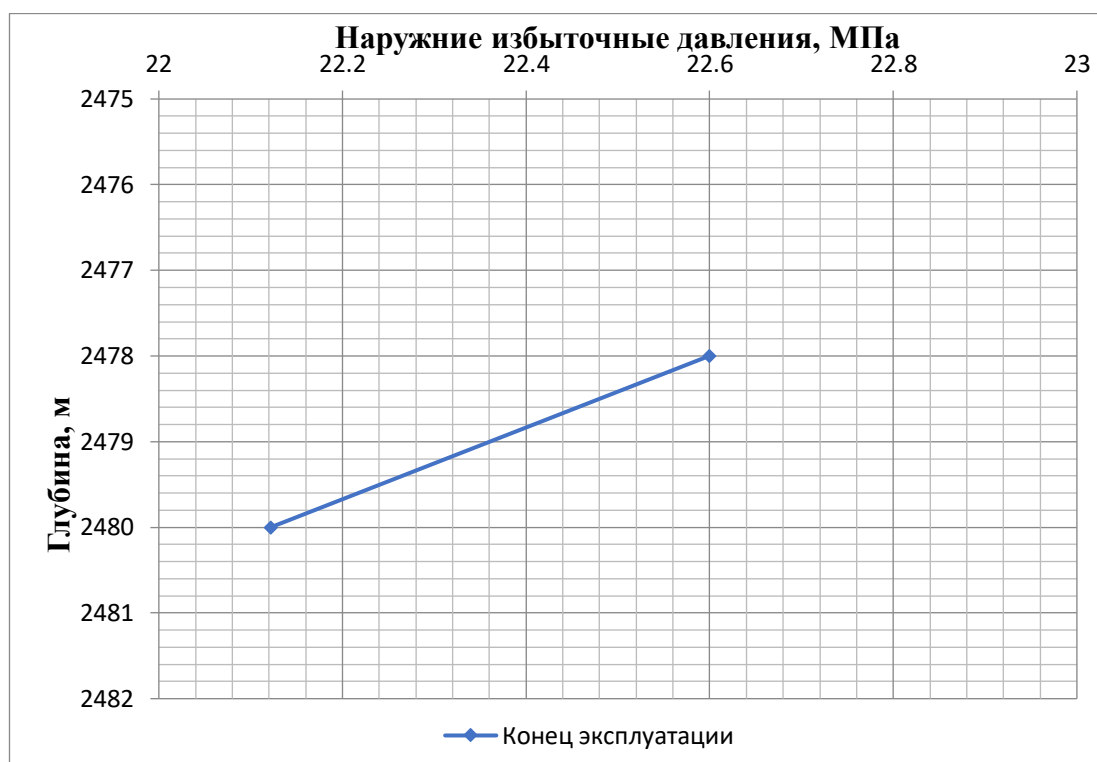


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

На рисунке 7 представлена схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

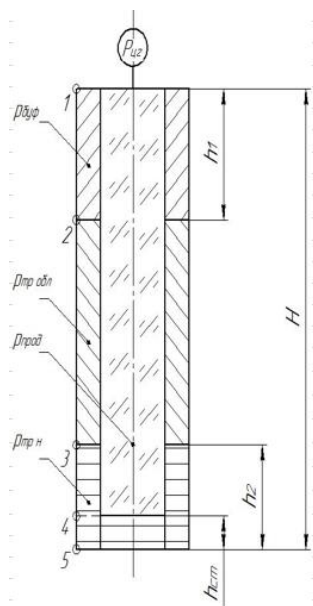


Рисунок 7 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

На рисунке 8 представлена схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны (с учетом выхода буферной жидкости до поверхности).

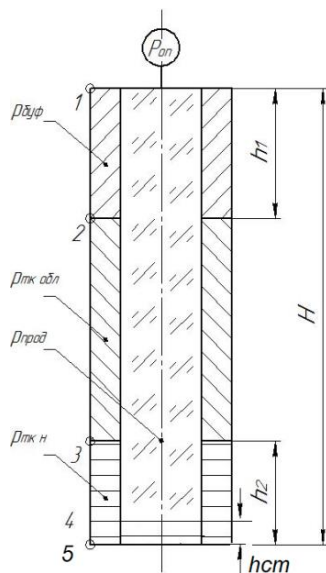
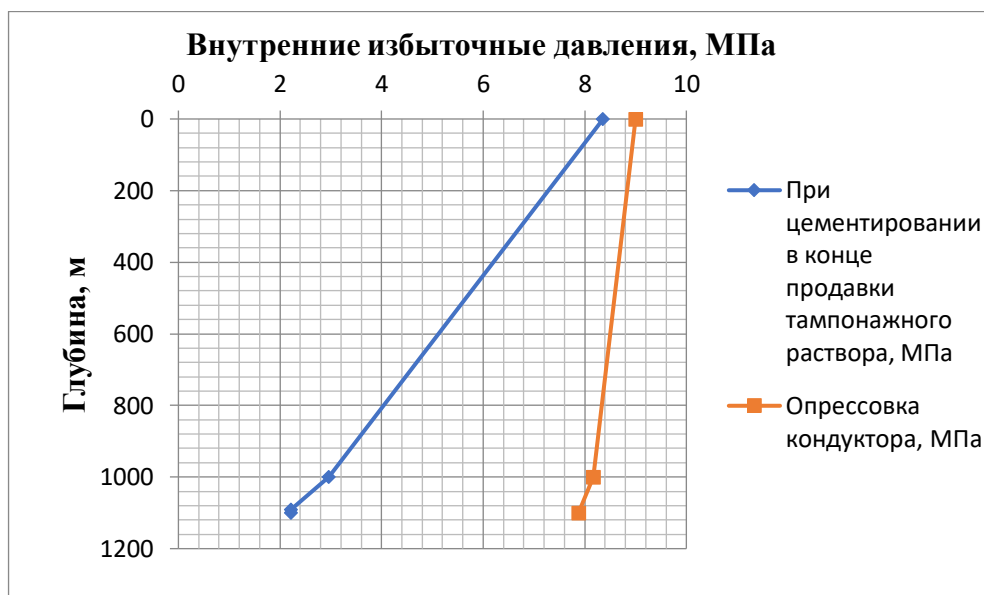


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

Внутренние избыточные давления при цементировании кондуктора в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 9.



Риунок 9 – Эпюра внутренних избыточных давлений для кондуктора

Внутренние избыточные давления при цементировании эксплуатационной колонны в конце продавки тампонажного раствора и опрессовке обсадной колонны представлены на рисунке 10.

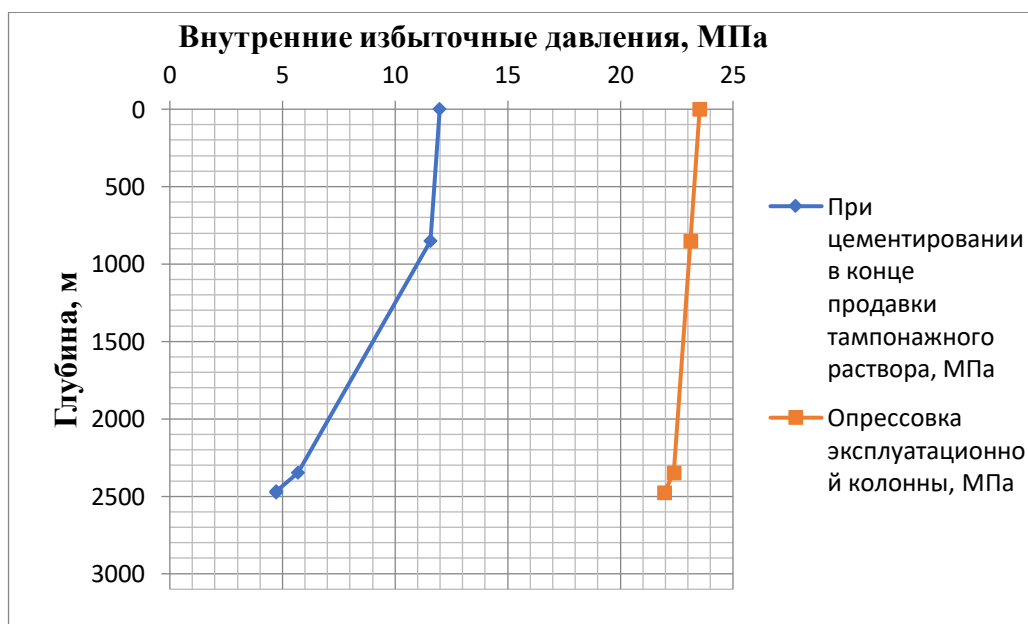


Рисунок 10 – Эпюры внутренних избыточных давлений для эксплуатационной колонны

Внутренние избыточные давления при опрессовке хвостовика представлены на рисунке 11.

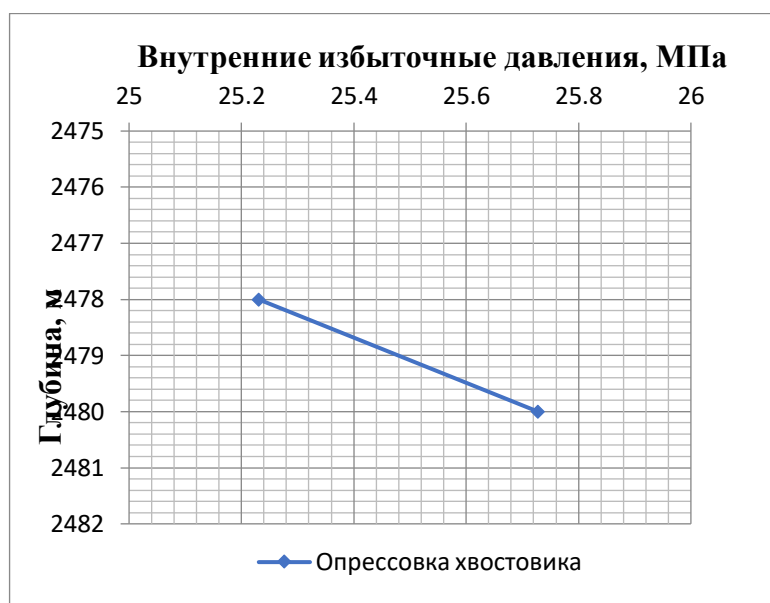


Рисунок 11 – Эпюра внутренних избыточных давлений для хвостовика

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

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

Результаты расчетов представлены в таблице 28.

Таблица 28 – Характеристики обсадных колонн

№ секции	Тип резьбовог о соединени я	Группа прочност и	Толщина стенки,м м	Длин а	Вес, кг			Интервал установк и
					1 м труб ы	секци й	суммарны й	

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ОТТМ	Д	8,5	60	67,2	4032	4032	0-60
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	1379	47,2	65088,8	65088,8	0-1379
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТГ	Д	10,4	187	43	8041	101789	2622-2449
2	ОТТГ	Д	9,2	2435	38,5	93748		2449-0
Хвостовик								
1	ОТТГ	Е	9,2	1045	26,8	28006	28006	2622-3322

2.4.2 Расчет обсадных колонн на обратное промерзание

На рисунке 12 представлена схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

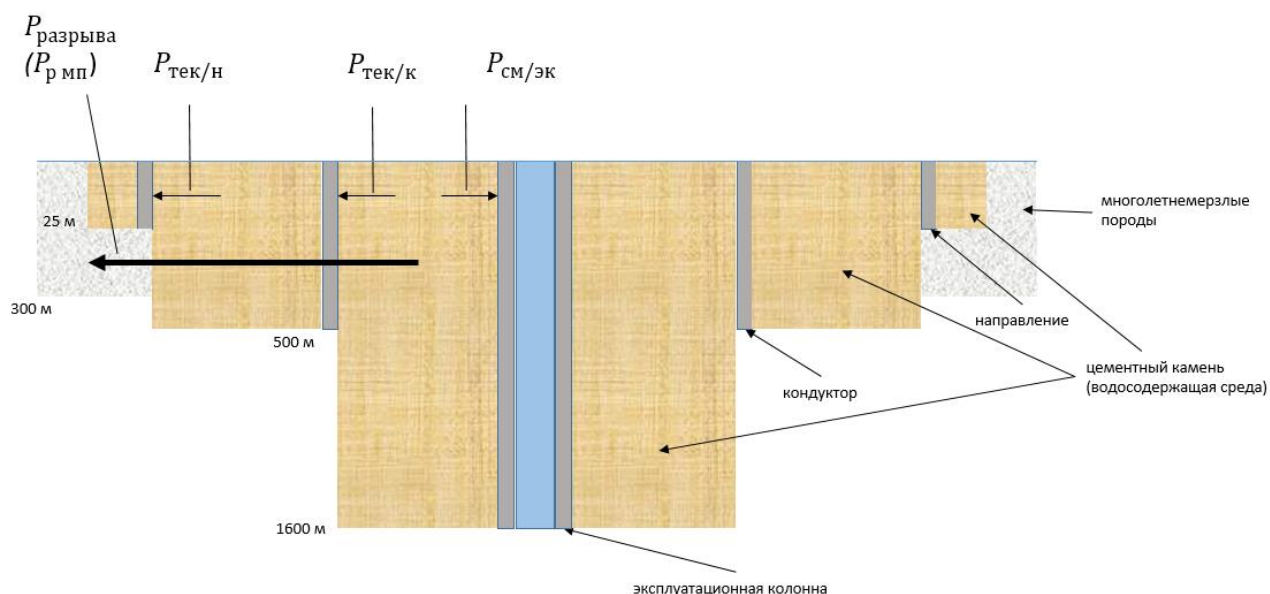


Рисунок 12 – Схема действующих нагрузок на обсадные колонны при обратном промерзании

Таким образом, для обеспечения принципа управляемой разгрузки избыточного давления промерзания необходимо выполнение условия недопущения смятия эксплуатационной колонны (формула 16) и управляемой

разгрузки межколонных давлений обратного промерзания на внешнюю сторону крепи, то есть в сторону обсадных труб «направления» (формула 17).

$$P_{\text{см/эк}} > P_{\text{тек/к}} + P_{\text{р мп}}, \quad (16)$$

$$P_{\text{тек/к}} > P_{\text{тек/н}}, \quad (17)$$

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

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

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

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

По формуле (9) определим давление, при котором напряжение в теле обсадной трубы кондуктора достигает предела текучести:

$$P_{\text{тек./пр.к.}} = K \cdot \frac{2 \cdot n \cdot G_{\text{тек}}}{D}, \quad (18)$$

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

$G_{\text{тек}}$ – напряжение предела текучести стали, МПа (представлено в таблице 29);

D – наружный диаметр обсадной трубы, мм;

n – толщина стенки обсадной трубы, мм.

Таблица 29 – Напряжения предела текучести стали

Группа прочности стали					
Д	Е	Л	М	Р	Т
387	562	668	773	940	1040

Выбор прочностных характеристик обсадных труб предыдущей и последующей колонны осуществляется с учетом условия:

$$P_{\text{тек/п.к.}} > P_{\text{тек/пр.к.}}, \quad (19)$$

где $P_{\text{тек/п.к.}}$ – давление, при котором напряжение в обсадных трубах последующей колонны достигает предела текучести, МПа.

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

Определим давление разрыва мерзлых пород по формуле

$$P_{\text{рмп}} = \text{grad}P_{\text{грп}} * h, \quad (20)$$

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

h – максимальная глубина зоны ММП, м.

$$P_{\text{рмп}} = 0,0158 * 30 = 0,474 \text{ МПа}$$

Из условия (16) определим минимально необходимое наружное давление смятия эксплуатационной колонны 168мм: $21,9 + 0,474 = 22,36 \text{ МПа}$.

Согласно ГОСТ 632-80 этому давлению соответствуют обсадные трубы эксплуатационной колонны марки «Д» с толщиной стенки 9,2 мм, для которых давление на смятие составляет 25,9 МПа или трубы марки «Е» с толщиной стенки 8,1 мм, для которых давление на смятие составляет 24,6 МПа.

Проведем проверку условия (17).

По расчету обсадных колонн на прочность проектируется направление диаметром 323,9 мм толщиной стенки 8.5 мм группы прочности «Д», по формуле (18) предел текучести труб для которых составляет:

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

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

Обобщив проведенные расчеты, делаем вывод, что секции обсадных колонн не меняются, и сохраняются ранее выбранными в таблице 28.

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется муфта манжетного цементированья ПГМЦ 127, предназначенная для манжетного цементированья обсадных колонн и хвостовиков.

Выбираем подвеску ПХРЦ 102/140, предназначенную для спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине. Данный тип подвески имеет в своём составе ПГМЦ, обеспечивающий герметизацию межтрубного пространства. В нашем случае манжетного цементированья, ПГМЦ следует активировать путём пуска шара и его проочки до посадки в седло пакера.

Результаты проектирования технологической оснастки обсадных колонн представлена в приложении Е.

2.4.4 Расчет и обоснование параметров цементирование скважины

2.4.4.1 Обоснование способа цементированья

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (21)$$

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

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

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

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

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (22)$$

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

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

$$P_{гд} = \lambda \cdot L, \quad (23)$$

где: λ – коэффициент гидравлических сопротивлений, МПа/м

L – длина скважины по стволу, м;

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

2.4.4.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

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

$$V_{б.ж.} = S_{к.п.о.с.} \cdot V_{в.п.} \cdot t, \quad (24)$$

где: $S_{кп.ос}$ – площадь затрубного (кольцевого) пространства в открытом стволе, м²;

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

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

$$S_{кп.ос} = \pi \cdot (D_{эк\ д}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{эк\ н}^2) / 4, \quad (25)$$

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

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

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

Объем тампонажного раствора $V_{ТР}$ (в м³) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками

скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{mp} = \pi \cdot \left[(D_{эк\partial}^2 \cdot k_{срвзв} - D_{экн}^2) \cdot (L - L_k) + (D_{квн}^2 - D_{экн}^2) \cdot (L_k - L_1) + d_{эквн1}^2 \cdot l_{ст} \right] / 4, \quad (26)$$

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

$d_{эквн1}$ – внутренний диаметр 1-ой секции обсадной колонны, м;

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

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

Расчёт необходимого количества продавочной жидкости V_{prod} (м³) выполняется по формуле:

$$V_{prod} = k_{prod} \cdot \pi \cdot (d_{эквн}^2 \cdot L - d_{эквн1}^2 \cdot h_{ст}) / 4, \quad (27)$$

где: k_{prod} – коэффициент, учитывающий сжатие продавочной жидкости (в среднем составляет 1,03 ÷ 1,05);

$d_{эквн}$ – средневзвешенный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

2.4.4.3 Определение необходимого количества компонентов буферной жидкости и тампонажных растворов

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

$$G_{сух} = (K_{ц} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр} \cdot 10^{-3}) / (1 + m), \quad (28)$$

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

m – водоцементное отношение, определяемое лабораторным путем.

Полный объем воды для затворения общей массы сухого тампонажного материала (в м³) определяется по формуле:

$$V_{\epsilon} = K_{\epsilon} \cdot G_{\text{сух}} \cdot m, \quad (29)$$

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

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

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

Результаты расчетов приведены в приложении Ж.

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважины

2.4.5.1 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 30.

$$\rho_{\text{ж.г.}} = \frac{(1+k) \cdot P_{\text{пл}}}{g \cdot h} = 1340 \text{ кг/м}^3, \quad (30)$$

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

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

h – глубина испытываемого пласта, м.

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 31.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{внхв}} + V_{\text{внэк.}}) = 2(10,97 + 44,24) = 110,42 \text{ м}^3 \quad (31)$$

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

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

2.4.5.2 Выбор муфт ГРП и расчет их количества

Согласно ТЗ, запроектирован многостадийный гидроразрыв пласта. Проектируется муфта манжетного цементирования с пакером ПГМЦ 127, предназначенная для манжетного цементирования обсадных колонн и хвостовиков.

Для проведения МГРП будут использоваться гидравлические муфты для проведения ГРП МГ-ТПХ 127, и водонабухающие пакеры ПНВ 127/148.

Количество муфт выбираем исходя из опыта проведения МГРП, на расстоянии 85-100м, так как МГРП проводится по всей длине не зацементированной части хвостовика то необходимо установить 7 муфт и 7 пакеров.

2.4.5.3 Вызов притока

Так как в разрезе данной скважины встречаются пласты с АНПД вызов притока из пласта в скважину будет осуществляться путем замены жидкости глушения двухфазной пеной, имеющими очень широкий диапазон изменения плотности – от 800 до 200 кг/м^3 , регулируемый соотношением газа и жидкости.

Данный способ заключается в закачивании в скважину водного раствора ПАВ с концентрацией 0,1–0,2 % (по активному веществу) через НКТ и вытеснении данным раствором скважинной жидкости через затрубное пространство. Закачивание по прямой схеме осуществляется для уменьшения контакта больших объёмов скважинной жидкости с вскрытой толщей продуктивного пласта.

Затем осуществляют замену водного раствора ПАВ двухфазной пеной следующим образом. Из мерной ёмкости насосом водный раствор ПАВ подают в аэратор, как только в аэраторе появляется циркуляция компрессором подают сжатый газ и таким образом начинает поступать пена которая вытесняет из скважины жидкость.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией.

2.4.5.4 Выбор типа фонтанной арматуры

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

разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФ6-100/80х35.

2.5 Выбор буровой установки

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

Выбранная установка БУ 4200/250 ЭЧК-БМ выполнена в блочно-модульном исполнении для минимизации сроков монтажа. Транспортирование ведётся мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения. Конструкция установки позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.

Силовой верхний привод выбираем компании DrillMec HTD 350 массой 10 тонн. Результаты проектирования буровой установки представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Результаты проектирования буровой установки

БУ 4200/250 БМЧ			
Максимальный вес бурильной колонны + СВП, тс ($Q_{бк} + Q_{свп}$)	140	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$150 > 140$
Максимальный вес обсадной колонны + СВП, тс ($Q_{об} + Q_{свп}$)	102	$[G_{кр}] \times 0,9 \geq Q_{об}$	$225 > 102$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	132,6	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1$	$250/132,6 = 1,89 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	250		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления предприятия

3.1.1 Основные направления деятельности предприятия

ООО «Газпром бурение» - одно из крупнейших буровых предприятий России, которое было основано в 1997 году в результате объединения специализированных управлений буровых работ, входивших в состав газодобывающих предприятий ПАО «Газпром».

Данное предприятие предоставляет услуги по управлению интегрированными проектами по строительству скважин на суше и на шельфе, так же проводит комплексные работы по строительству всех видов скважин, оказывает сервисные услуги, связанные с цементированием скважин и с наклонно направленным бурением, ко всему перечисленному мощности предприятия также позволяют проводить работы по капитальному ремонту скважин и осуществлять восстановление бездействующего фонда скважин.

Основными проектами предприятия на данный момент, являются : Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение, Тамбейская группа месторождений, Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение, Приразломное нефтяное месторождение, Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение, Астраханское газоконденсатное месторождение, Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение, месторождения камчатского края.

3.1.2 Организационная структура предприятия

ООО «Газпром бурение» - генеральный подрядчик ПАО «Газпром» по строительству скважин на месторождениях и площадях полуострова Ямал, Восточной Сибири, Дальнего Востока и Приразломного месторождения в Печорском море. Среди партнеров ООО «Газпром бурение», помимо ПАО «Газпром», крупнейшие российские газо-нефтедобывающие компании, такие как ОАО «НК Роснефть», ОАО «НОВАТЭК», ОАО «Газпром нефть», ПАО АНК «Башнефть», ЗАО «Независимая нефтяная компания» и другие.

ООО «Газпром бурение» имеет пять производственных филиалов: «Уренгой бурение», «Краснодар бурение», «Астрахань бурение», «Ухта бурение», «Оренбург бурение», Представительство в г. Санкт-Петербурге и три дочерних общества:

1. ПАО «Подзембургаз», осуществляющее деятельность по подготовке структур для создания подземных хранилищ газа;
2. ООО «Управление технологического транспорта и специальной техники – Бурсервис», отвечает за транспорт (грузоперевозки, обслуживание);
3. ООО «Национальный буровой сервис».

Конкурентами ПАО «Газпром-бурение», являются нефтегазодобывающие компании России, такие как ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Роснефть», ПАО «Лукойл».

Основные работы осуществляются силами буровых бригад которые работают вахтами. Одна вахта работает по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха от 15 до 45 дней, затем столько же выходных. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала:

- буровой мастер – 2 чел.;
- помощник бурового мастера – 2 чел.;
- бурильщик 6 разряда;
- 4 чел. – бурильщик 5 разряда;
- 4 чел. – помощник бурильщика 5 разряда;
- 4 чел. – помощник бурильщика 4 разряда;

- 4 чел. – электромонтёр 5 разряда;
- 4 чел. – слесарь 5 разряда – 2 чел.;
- лаборант – 2 чел.

3.2 Расчет сметной стоимости буровых растворов

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

На основе этого в главе 2.3.9. представлен компонентный состав бурового раствора, подобранного для каждого интервала.

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

$$M_p = C \cdot V_{\text{потр}}, [\text{кг}]; \quad (32)$$

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

M_p – масса реагента, кг.

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

$$N_{\text{уп}} = \frac{M_p}{V_{\text{уп}}}, [\text{шт}]; \quad (33)$$

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

Результаты расчета представлены в виде сводной таблицы по всем проектируемым интервалам в приложении И.

4 Социальная ответственность

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Прокладка скважин довольно трудоёмкий процесс, имеющий специфичные особенности организации введения буровых работ. В связи с удалённым расположением геологического объекта, и как следствие, невозможностью обеспечения ежедневного возвращения работников к месту постоянного проживания, устанавливается вахтовый метод трудового процесса, согласно статье №297 ТК РФ, устанавливается вахтовый метод трудового процесса.

Работа вахтовым методом из-за своей специфичности, характеризуется рядом ограничений на список лиц, которые имеют право нахождения на буровой, и могут быть допущены к осуществлению операций. Согласно статье №298, к работам вахтовым методом не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в соответствии с приказом Министерства здравоохранения РФ от 14 сентября 2020г.№972, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Продолжительность вахты согласно статье №299 ТК РФ не должна превышать одного месяца. Но в исключительных случаях продолжительность вахты может быть увеличена до трёх месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов. А также, согласно ПП РФ №601 от 28.04.2020, длительность вахты может быть продлена в случае если невозможно прибытие сменного вахтового персонала в связи с реализацией мероприятий по предупреждению распространения новой

коронавирусной инфекции, но не более чем на месяц от установленного срока в статье №299 ТК РФ.

Персоналу, который выполняет работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ, а так же за дни пути от пункта сбора, до места проведения работ и обратно выплачивается суточная надбавка за вахтовый метод работы, согласно статье 302 ТК РФ.

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

1. рабочее место должно обеспечивать выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля. Зоны досягаемости моторного поля в вертикальной и горизонтальной плоскостях для средних размеров тела человека;

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

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

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

Работник буровой, по закону, 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».

4.2 Производственная безопасность

В ходе строительства скважины, работа на буровой установке может характеризоваться проявлением опасных производственных факторов. Результаты анализа потенциально опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в приложении К

4.2.1 Повышенный уровень общей и локальной вибраций

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении буровой колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д.

Продолжительные вибрации оказывают пагубное влияние на все системы человека. Они могут вызывать поражение нервной и сердечно-сосудистой систем, утомление, головные боли, тошноту, появление внутренних болей, ощущение тряски внутренних органов, расстройство аппетита, нарушение сна, а также спазмы сосудов.

Согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», вибрацию, которая возникает на буровой можно отнести к технологической вибрации на стационарных рабочих местах, Предельно допустимые значения общей и локальной вибрации приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Предельно допустимые значения и уровни производственной вибрации

Вид вибрации	Эквивалентные скорректированные уровни виброускорения	
	м/с ²	дБ
Локальная	2,0	126
Общая	0,071	97

Для снижения или устранения вредного воздействия вибраций на персонал, используют коллективные средства защиты, такие как: амортизационные подушки, виброизолирующие хомуты, увеличение массы основания. И СИЗ: виброгасящие коврики, виброрукавицы.

4.2.2 Повышенный уровень шума

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.

Шум на рабочем месте повышает утомляемость работника, в связи с чем приводит к длительности выполнения задач, и росту ошибок при их выполнении. При периодическом воздействии шума, возможно развитие тугоухости работника, вплоть до полной потери слуха.

Предельно допустимые уровни звукового давления воздушного ультразвука на рабочих местах, приведены в таблице 32, согласно СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

Таблица 32 - Предельно допустимые уровни звукового давления воздушного ультразвука на рабочих местах

Третьоктавные полосы частот, кГц	Уровни звукового давления, дБ
12,5	80
16,0	90
20,0	100
25,0	105
31,5-100,0	110

Для защиты органов слуха работника, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация», применяют противοшумные шлемы, противοшумные вкладыши, противοшумные наушники. Так же используют материалы и конструкции, препятствующие распространению шума.

4.2.3 Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Так как работа на буровой установке ведётся круглые сутки, требуется соответствующее искусственное освещение.

Недостаток освещения при работе ночью может со временем привести к ухудшению зрительного функционирования, воздействию 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, нормы которой приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Освещенность рабочего пространства

Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100
Пути движения талевого блока	30
помещения вышечного и насосного блоков	30
превенторной установки	75
лестниц, маршей, сходов, приемного моста	10
люльки верхового рабочего	25
лебедки	75

4.2.4 Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего

Во время строительства скважины, оборудование на буровой установке находится в постоянной динамике. При некорректной эксплуатации, ошибках буровой бригады при выполнении технологических операций или неисправности оборудования, движущиеся части и механизмы могут стать источником различных травм. Данный фактор имеет больший риск проявления при невыполнении требований безопасности в ходе выполнения

технологических операций. Производственное оборудование должно обеспечивать безопасность работающих при монтаже (демонтаже), вводе в эксплуатацию и эксплуатации, а также при ремонте или обслуживании.

Согласно ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности». конструкция производственного оборудования должна исключать на всех предусмотренных режимах работы нагрузки на детали и сборочные единицы, способные вызвать разрушения, представляющие опасность для работающих, если возможно возникновение нагрузок, приводящих к опасным для работающих разрушениям отдельных деталей или сборочных единиц, то производственное оборудование должно быть оснащено устройствами, предотвращающими возникновение разрушающих нагрузок, а такие детали и сборочные единицы должны быть ограждены или расположены так, чтобы их разрушающиеся части не создавали травмоопасных ситуаций.

4.2.5 Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадает работающий

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (диэлектриков) при обслуживании электроустановок;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления буровой установки.

4.2.6 Пожаровзрывоопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;
- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки.

4.3 Экологическая безопасность

4.3.1 Защита атмосферы

В ходе строительства скважины, основное воздействие на атмосферу осуществляется: продуктами сжигания получаемого природного газа,

двигателями внутреннего сгорания, которые применяются как для работы бурового оборудования, так и установленные на автотранспорте.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-2014 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК. В тех случаях, когда реальные выбросы превышают ПДВ, необходимо в системе выброса использовать аппараты для очистки газов от примесей.

Для уменьшения попадания в атмосферу выхлопных газов от двигателей внутреннего сгорания, следует использовать в буровых установках электропривод, а также применять глушители и катализаторы выхлопных газов. Актуален так же и полный переход на дизельные двигатели с максимальным экологическим классом. Что касается очистки бурового раствора, необходимо применять систему вентиляции для улавливания летучих компонентов.

4.3.2 Защита гидросферы

Во время бурения, наиболее интенсивное загрязнение происходит при непосредственном механическом бурении и креплении ствола скважины. Если рассматривать процесс бурения то загрязнение происходит из-за проникновения бурового раствора в пласт и его контакта с водонапорными горизонтами, при котором происходит их загрязнение. При цементировании и креплении обсадных труб, загрязнение возникает из-за некачественного цементирования, что влечёт за собой межколонный переток пластового флюида в пласты с пониженным давлением и может привести к загрязнению водных горизонтов.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

4.3.3 Защита литосферы

На этапе подготовительных для строительства скважины работ, нередко производится вырубка леса, засорение мусором и отходом почвы, полное уничтожение растительности или повреждение почвенного слоя на месте объекта. Также, во время бурения имеется вероятность загрязнения почвы пластовым флюидом, химическими реагентами бурового раствора.

Для предотвращения загрязнения следует уделять особое внимание герметичности шламовых амбаров и незамедлительно предотвращать утечки.

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 такого амбара подвергается технической и биологической рекультивации. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения и демонтажа оборудования жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор. С места объекта должны удаляться обустройства скважин,

строительный мусор, остатки нефтепродуктов. Удалённый или повреждённый слой почвы должен быть покрыт новым, плодородным слоем.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе сооружения скважины на объекте, вследствие неисправности оборудования, ошибок буровой бригады могут возникнуть: лесные пожары, взрывы ГСМ, разрушение буровой установки. К наиболее опасным и распространённым ЧС относятся газонефтеводопроявления. ГНВП опасно потенциальным переходом в неконтролируемое фонтанирование скважины. При таких случаях более опасными являются газосодержащие скважины.

Существуют как прямые, так и косвенные признаки возникновения ГНВП. Прямые признаки проявлений:

- повышение количества промывочной жидкости в системе циркуляции, проявляемое в увеличении объёма бурового раствора в приемных емкостях;
- уменьшение плотности БР, выходящего из скважины;
- перелив БР при неработающих насосах;
- рост уровня промывочной жидкости выше расчётного значения в системе циркуляции во время спуска ПРИ и т.д.

К косвенным признакам можно отнести: увеличение механической скорости проходки, снижения давления в насосе, поглощение БР.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть БУ. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада КРС.

Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка ПВО, регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства наклонно-направленной эксплуатационной скважины с горизонтальным окончанием, глубиной 2480 м на газонефтяном месторождении.

При анализе горно-геологических условий бурения и технического задания на данный проект была спроектирована конструкция скважины, которая включает в себя направление, кондуктор, эксплуатационную колонну и хвостовик, для подвески которого была выбрана ПХРЦ 127/178 включающая в себя муфту для его дальнейшего манжетного цементирования.

Так же в данной работе были рассчитаны и определены следующие параметры: Число обсадных колонн, глубины их спуска, интервалы цементирования для каждой колонны, диаметры долот для бурения интервалов под них в зависимости от физико-механических свойств горных пород интервалов.

Для каждого интервала была подобран и рассчитан КНБК, подходящая для бурения в текущих геологических условиях и позволяющие поддерживать выбранные параметры режима бурения. Так же был произведен расчет обсадных колонн на прочность, а в связи с тем что в рамках геологического разреза присутствует зона ММП был произведен расчет.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы и компонентные составы буровых растворов. Следует отметить, что из-за крупных отложений каменной соли в интервале кондуктора и эксплуатационной колонны планируется использование соленасыщенного полимерного бурового раствора в интервале кондуктора и раствора на углеводородной основе, в интервале эксплуатационной колонны. Для бурения направления был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор, а для бурения хвостовика будет использоваться раствор на углеводородной основе.

В разделе финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение произведен расчет сметной стоимости буровых растворов для бурения каждого интервала. Общая стоимость всех компонентов составила 38 774 942 рублей, такая сумма обусловлена высокой стоимостью компонентов для приготовления раствора на углеводородной основе для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик, но опираясь на текущие тенденции и общую стоимость строительства скважин можно сделать вывод о том, что такая сумма допустима.

В разделе «Социальная ответственность» для анализа производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях были выделены основные вредные и опасные производственные факторы, определены наиболее часто встречающиеся чрезвычайные ситуации и рассмотрено негативное влияние процесса бурения скважин на экологию. Определены мероприятия, которые следует предпринять для предотвращения негативного влияния данных факторов на персонал и экологическую обстановку.

На основании нормативных документов были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

Данный проект отвечает всем технологическим требованиям и может быть использован для строительства наклонно-направленных эксплуатационных скважин различными буровыми компаниями.

Список используемых источников

1. Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. – М.: «Недра», 1986. – 199 с.
2. 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.
3. Проектирование конструкции скважины: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 19 с.
4. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Методическое руководство / А.В. Епихин, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 47 с.
5. Технологические жидкости: Методическое руководство / К.М. Минаев, А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
6. Промывочные жидкости и тампонажные смеси: Учебник для вузов / Л.М. Ивачев. – М.: «Недра», 1987. – 242 с.
7. Заканчивание скважин: Учебное пособие для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
8. Расчет наружных и внутренних избыточных давлений: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 14 с.
9. Конструирование обсадной колонны по длине: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 24 с.
10. Расчет и обоснование параметров цементирования эксплуатационной колонны: Методическое руководство / А.В. Ковалев. – Томск: ТПУ, 2017. – 8 с.
11. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) // Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом.

12. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) // Статья 298. Ограничения на работы вахтовым методом.

13. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) // Статья 299. Продолжительность вахты.

14. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) // Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.

15. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. – [Электронный ресурс]. Версия 2001 г.

16. Федеральный закон. О трудовых пенсиях в Российской Федерации от 17.12.2001 № 173-ФЗ. – [Электронный ресурс]. Версия 2001 г.

17. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» – [Электронный ресурс]. Версия 2021 г.

18. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с.

19. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности. – [Электронный ресурс]. Версия 1992 г.

20. ГОСТ 12.1.038-82 Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – Введ. 1983-07-01. – Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 30.07.82 N 2987 – [Электронный ресурс]. Версия 1983 г.

21. ГОСТ 17.2.3.02-2014 Правила установления допустимых выбросов загрязняющих веществ промышленными предприятиями. – [Электронный ресурс]. Версия 2014 г.

22. ГОСТ 17.1.3.12-86 Охрана природы (ССОП). Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше. – [Электронный ресурс]. Версия 1987 г.
23. ГОСТ 17.4.3.04-85 Охрана природы (ССОП). Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. – [Электронный ресурс]. Версия 1986 г.
24. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. – [Электронный ресурс]. Версия 1994 г.
25. ГОСТ 22263-76 Щебень и песок из пористых горных пород. Технические условия. – [Электронный ресурс]. Версия 1978 г.
26. ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. – [Электронный ресурс]. Версия 1992 г.
27. Обзор конструкций набухающих пакеров и возможности их применения на месторождениях Азербайджана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: researchgate.net. Дата обращения: 15.05.2022 г.
28. Результаты внедрения водонабухающих пакеров NGN_3_2018.indd [Электронный ресурс]. – Режим доступа sheshmaoil.ru. Дата обращения: 15.05.2022 г.
29. Совершенствование технических средств для разобщения пластов и изоляции межпластовых перетоков - Бурение и Нефть - журнал про газ и нефть [Электронный ресурс]. – Режим доступа: burneft.ru. Дата обращения: 16.05.2022 г.
30. Разработка водонефтенабухающих резин, предназначенных для заколонных пакеров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: elibrary.ru. Дата обращения: 16.05.2022 г.
31. Патент нефтенабухающая резиновая смесь RU 2767541C2 2020 Untitled [Электронный ресурс]. – Режим доступа: storage.googleapis.com. Дата обращения: 17.05.2022 г.

32. Патент Резиновая смесь для изготовления нефтенабухающих изделий RU 2765950C1 2021 Untitled [Электронный ресурс]. – Режим доступа: patenton.ru. Дата обращения: 17.05.2022 г.

33. Патент Резиновая смесь на основе бутадиен-метилстирольного каучука [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ИЗ №2603366 (fips.ru). Дата обращения: 19.05.2022 г.

34. Патент вулканизируемая резиновая смесь RU 2428440 C2 2009 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: ИЗ №2428440 (fips.ru). Дата обращения: 19.05.2022 г.

Приложение А

Геологическая характеристика скважины

Таблица А.1 – Литологическая характеристика разреза скважины

Стратиграфическое подразделение	Интервал		Коэффициент кавернозности в интервале	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Эвенкийская свита	0	481	1,18	Алевриты красновато-коричневые, пятнами и линзами зеленовато-серые, горизонтально- и волнистослоистые, тонкоплитчатые, неравномерно доломитистые. Тонкие прослойки, прожилки и гнезда розоватого гипса и ангидрита, внизу разреза - каменной соли. Доломиты и известняки серые, темно-серые и зеленовато-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно глинистые, иногда алевритистые
Литвинцевская свита	481	486	1,10	Переслаивающиеся пласты доломитов и каменной соли. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов), иногда сильно засоленные. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая
Долериты	486	568	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Литвинцевская свита	568	742	1,10	Переслаивающиеся пласты доломитов и каменной соли. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов), иногда сильно засоленные. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая
Ангарская свита	742	1026	1,05	Переслаивающиеся пласты доломитов, каменной соли доломито-ангидритов и глинистых доломитов. Доломиты серые, светло-серые зеленовато-серые, мелко- и среднезернистые, неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов) со стилолитовыми швами, иногда глинистые. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, светло-серые, неравномерно ангидритистые, слоистые. Каменная соль бесцветная, прозрачная, белая и розовато-белая, крупнокристаллическая.
Булайская свита	1026	1126	1,03	Доломиты серые и темно-серые, мелко- и среднезернистые массивные и слоистые (водорослевые), к низу разреза глинистые, иногда известковистые со стилолитовыми швами

Продолжение таблицы А.1

Верхнебельская подсвита	1126	1452	1,05	Переслаивающиеся пласты каменной соли, доломитов и глинистых доломитов . Каменная соль бесцветная прозрачная, белая, среднекристаллическая. Доломиты серые, светло-серые, темно-серые, иногда зеленовато-серые неравномерно глинистые и ангидритистые (до доломито-ангидритов)
Нижнебельская подсвита	1452	1696	1,05	Доломиты, глинистые доломиты и известняки серые, темно-серые и коричневатого-серые, тонко-, мелко- и среднезернистые, массивные и слоистые (водорослевые), со стилолитовыми швами. В породах иногда содержатся включения кремня в виде мелких линз и стяжений. Глинистые доломиты серые, зеленовато-серые, редко коричневатого-серые, волнистослоистые, тонкоплитчатые
Усольская свита	1696	2058	1,05	Чередующиеся пласты и пачки каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Присутствуют интрузии долеритов.
Усольская свита (осинский горизонт)	2058	2146	1,05	Осинский горизонт представлен доломитами, доломитизированными известняками и известняками, иногда водорослевыми, со стилолитовыми швами. В нижней части преобладают пласты известняков и ангидритистых известняков, в верхней части, помимо того, часто присутствуют прослои глинистых доломитов и доломитовых мергелей
Долериты	2146	2212	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Усольская свита	2212	2246	1,05	Чередующиеся пласты и пачки каменной соли и доломитов, часто ангидритистых и глинистых, редко встречаются прослои ангидритов и доломито-ангидритов. Присутствуют интрузии долеритов.
Тэтэрская свита	2246	2290	1,12	Переслаивающиеся доломиты, глинистые доломиты, доломитистые аргиллиты и ангидриты. Фрагментами отмечается кавернозность и неравномерное засоление. Цвет пород серый, зеленовато-серый, иногда темно-серый и коричневатого-серый. Ангидрит присутствует в виде включений мелких кристаллов, гнезд и тонких прослоек. Породы плотные, редко трещиноватые
Собинская свита	2290	2350	1,06	Доломиты серые, коричневатого-серые, тонко- и мелкозернистые прослоями массивные, прослоями глинистые и ангидритистые. В основании свиты встречается песчанистый материал

Продолжение таблицы А.1

Катангская свита	2350	2360	1,04	Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами.
Долериты	2360	2378	1,02	Долериты серые и темно-серые, средне кристаллические, часто трещиноватые
Катангская свита	2378	2430	1,04	Свита сложена часто чередующимися аргиллитами, глинистыми доломитами, доломитами.
Оскобинская свита (пласт В-VIII)	2430	2449	1,07	Алевриты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые. Песчаники серые, коричневатые-серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, мелко- и среднезернистые, плотные, иногда пористые. Доломиты серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, песчаные, алевритистые и глинистые
Оскобинская свита	2449	2453	1,07	Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, неравномерно алевритистые, иногда песчаные, тонкопараллельно- и волнистослоистые, тонкоплитчатые.
Оскобинская свита (пласт В-IX)	2453	2467	1,07	Алевриты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые. Песчаники серые, коричневатые-серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, мелко- и среднезернистые, плотные, иногда пористые. Доломиты серые и темно-серые, тонко- и мелкозернистые, неравномерно ангидритистые, песчаные, алевритистые и глинистые
Ванаварская свита	2467	2478	1,07	Аргиллиты зеленовато-серые, темно-серые, неравномерно алевритистые, иногда песчаные, тонкопараллельно- и волнистослоистые, тонкоплитчатые. Алевриты темно-зеленовато-серые, серые, темно-серые полимиктово-кварцевые, часто доломитистые и ангидритистые.
Рифей	2478	2534	1,05	Строматолитовые и органогенно-обломочные, иногда окремненные доломиты.

Таблица А.2 – Физико-механические свойства пород по разрезу скважин

Индекс стратиг- графичес- кого разде- ления	Интервал,м		Краткое название горной породы	Плот- ность кг/м ³	Порис- тость, %	Прони- цае- мость мД	Гли- нис- тость, %	Кар- бонат- ность, %	Соле- нос- ность %	Твер- дость, кгс/мм ²	Абразив- ность	Категория пор. по про- мысловой классификац. (М, С, Т и т.д.)
	от	До										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	10	Супеси, суглинки									
Є _{2-3ev}	10	560	Алевролит	2600	4,33	0	20	30		4,0	4,0	С
			Доломит	2600			20,0	70		4,0	4,0	С
Є _{1-2 lit}	560	760	Доломит	2650	3,50	0	30	-		4-6,5	4-5,5 СТ	
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
Є _{1an}	760	1200	Доломит	2730	3,51	0	5,0	100	-	3,5-7,0	4-5,5	СТ
			Каменная соль	2200	0,1	0	-	-	100	3,5	2	СТ
	1000	1140	Долерит	3020	0,1	0,0167	-	0	-	9,0	8,0	К
Є _{1bul}	1200	1265	Доломит	2760	3,1	0,12	0	100	-	6,5	5,5	СТ
Є _{1bls2}	1265	1605	Доломит	2730	2,73	1,03	10	80	-	5,5-7,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2580	0,62	0,01	-	0	100	3,5	2	СТ
Є _{1bls1}	1605	1810	Доломит	2720	4,29	1,0643	5,0	80,0		5,5-7,0	5,5	СТ

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
			Известняк	2720	0,94	0,6489	5,0	92,88		5,5-7,0	5,0	СТ
Є _{1us}	1810	2410	Доломит	2610	1,9	1,1	5,0	80,0		6,0	5,0-5,5	СТ
			Каменная соль	2170	0,1	0	-	-	100	3,5	2,0	СТ
	2210	2290	Долерит	3020	0,1	0,0167				9,0	8,0	К
V-Є _{1tt}	2410	2460	Доломит	2830	1,59	0,01	15,0	87		7,5	6	Т
Vsb	2460	2520	Доломит	2770	2,65	0,6278	15	80		7,5	6	Т
Vktg	2520	2610	Доломит	2710	2,7	0,1311	15	59		8,0	8	Т

Таблица А.3. – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент		Температура
			Пластового давления	Гидроразрыва пород	
	от (верх)	до (низ)	МПа на 100м	МПа на 100м	°С
1	2	3	4	5	6
Є _{2-3 ev}	0	481	0,932	1,58	5
Є _{1-2 lit} +T ₁	481	568	0,981	1,68	9
Є _{1-2 lit}	568	742	0,981	1,64	10
Є _{1 an} + Є _{1 bul}	742	1126	0,922	1,67	12
Є _{1 bls₂}	1126	1452	0,951	1,67	16
Є _{1 bls₁}	1452	1696	0,961	1,68	19
Є _{1 us}	1696	2058	0,961	1,69	23
Є _{1 us} (os)	2058	2146	1,010	1,69	24
T ₂	2146	2212	0,941	1,68	24
Є _{1 us} + V-Є _{1 tt}	2212	2290	0,961	1,69	25
Vsb	2290	2350	0,961	1,67	26
Vktg+ T ₂ + Vosk+ B-1	2350	2478	0,912	1,68	28
R	2478	2493	0,892	1,68	29

Таблица А.4 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения (осыпи, обвалы, частичные поглощения, полные поглощения, прихватоопасные зоны, солевые пласты, текущие породы, грифоны и др.)
	от (верх)	до (низ)	
Є _{2-3ev}	0	481	Поглощение БР до полного. Слабая сцементированность терригенных пород
Є _{1 an}	742	1026	Поглощение БР частичное до 20 м ³ /ч. Трещиноватая эндоконтактная зона долеритов
Є _{1 us}	1696	2246	Поглощение БР частичное до 20 м ³ /ч. Трещиноватая эндоконтактная зона долеритов
R	2478	2493	Поглощение БР до полного. Вскрытие в кровле рифея зоны интенсивного палеокарстования, превышение гидростатических давлений над пластовыми
Є _{2-3ev}	0	481	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
Є _{1us(os)}	2058	2146	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
R	2478	2485	Нефтепроявление. характеризующееся пленками нефти, переливом БР на устье скважины, увеличение объема БР в приемных емкостях, увеличением водоотдачи
R	2485	2493	Водопроявление характеризующееся увеличением объема и изменением параметров промывочной жидкости
Є _{2-3ev}	0	481	Прихватоопасная зона характеризующаяся сужением ствола скважины из-за образования фильтрационной корки; образование сальников

Приложение Б

(обязательное)

Проектирование профиля, процессов углубления и заканчивания скважин

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

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м	Зенитный угол , град.		Горизонтальное смещение, м		Длина по стволу, м	
				в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая
от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	80	80	0	0	0	0	0	80	80
80	128	48	2,5	0	12,18	5	5	49	129
128	2328	2200	0	12,18	12,18	475	480	2250	2379
2328	2478	150	3	12,18	85	170	650	243	2622
2478	2480	2	1,09	85	90	46	696	46	2668
2480	2480	0	0	90	90	654	1350	654	3322

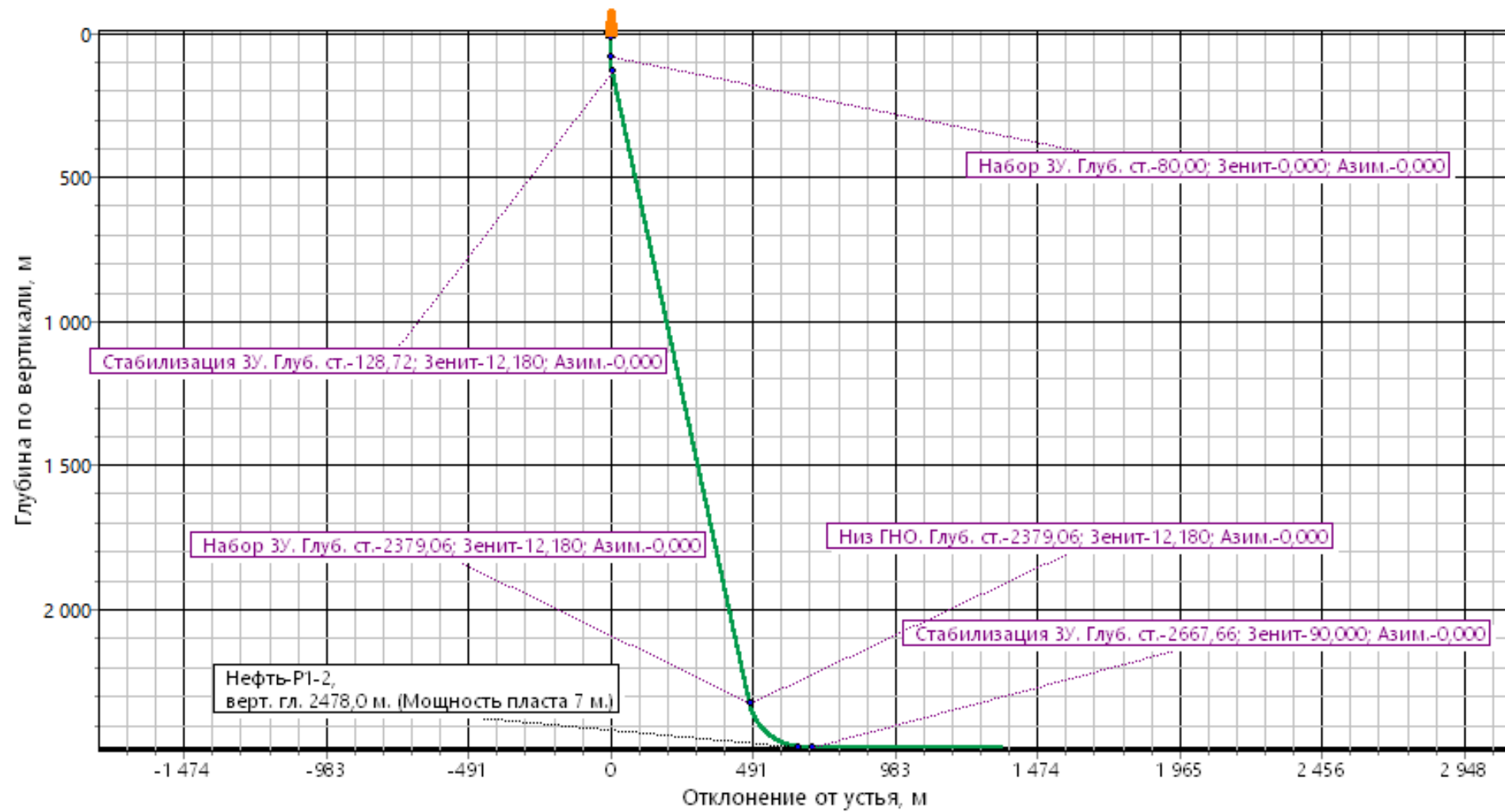


Рисунок Б.1 – Результаты расчета буровых труб на напряжения в клиновом захвате

Приложение В

(обязательное)

Таблица В.1 – Исходные данные для расчета необходимого расхода бурового раствора

Исходные данные				
Интервал	0-60	60-1350	1350-2478	2478-2480
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2207	0,1557
K	0,4	0,45	0,55	0,55
K_k	1,18	1,09	1,02	1,05
$V_{кр}$, м/с	0,135	0,13	0,125	0,125
V_m , м/ч	40	30	25	25
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127	0,089
$d_{нмах}$, м	0,0206	0,0191	0,0159	0,0127
N	4	7	8	7
$V_{кмин}$, м/с	0,5	0,5	1	1
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02	0,02
ρ_p , г/см ³	1,14	1,15	1,08	1,08
ρ_n , г/см ³	2,6	2,56	2,58	2,77
$S_{заб}$	0,12	0,07	0,04	0,02
$S_{мах}$	0,11	0,06	0,03	0,01
D_c	0,68	0,57	0,47	0,40

Приложение Г

(обязательное)

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

Результаты расчета бурильных труб на напряжения в клиновом захвате												
Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	в клиновом захвате (L=300 мм)	в клиновом захвате (L=400 мм)
бурение	0	262 2	ПК-127х12,7 Р	127	Р	12,7	3-168	2252	98,21	148,85	2,07	2,18
бурение	0	332 2	ПН-89х9,4 Л	89	Л	9,4	3-127	2503	49,52	65,34	1,74	1,80

Приложение Д

(обязательное)

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0–60 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 (0–60м)							
1	III 393,7 С- ЦГВ (211)	0,47	393,7	-	3-171	Ниппель	0,176
2	Переводник М- 171/171	0,415	203	127	3-171	Муфта	0,047
					3-171	Муфта	
3	КЛС-393,7 СТ/П 171/171	1,64	393,7	242	3-171	Ниппель	0,515
					3-171	Муфта	
4	Переводник П- 171/171	0,517	203	127	3-171	Ниппель	0,059
					3-171	Муфта	
5	УБТ.СП-203	24	203	100	3-171	Ниппель	4,62
					3-171	Муфта	
6	КОБКТ-220Т	0,877	220	60	3-171	Ниппель	0,162
					3-171	Муфта	
7	Переводник П- 171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
8	ПК-127х9,2 Р	32	127	108,6	3-133	Ниппел	1,396
					3-133	Муфта	

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (60–1350 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (вверх)	Тип соединения (вверх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурения секции под кондуктор (60-1350)							
1	Долото 11 5/8" БТ7713МНА-039 (295,3 мм) IADC S333	0,3	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Переводник М-152/147	0,391	197	101	3-152	Муфта	0,044
					3-147	Муфта	
3	Калибратор КП-295 СТ.П 147/147	0,9	295	70	3-147	Ниппель	0,0114
					3-147	Муфта	
4	Переводник П-147/152	0,517	197	101	3-147	Ниппель	0,074
					3-152	Муфта	
5	Двигатель ДРУ-240	6,98	240		3-152	Ниппель	1,660
					3-171	Муфта	
6	Клапан переливной ПК- 240РС	0,587	220	70	3-171	Ниппель	0,102
					3-171	Муфта	
7	Клапан обратный КОБ- 240РС	0,927	220	60	3-171	Ниппель	0,162
					3-171	Муфта	
8	Переводник П-171/152	0,517	203	89	3-171	Ниппель	0,074
					3-152	Муфта	
9	УБТ УБТН-203	6	203	76	3-152	Ниппель	1,308
					3-152	Муфта	
10	ЗТС ГКС-203	8	203	121	3-152	Ниппель	0,700
					3-171	Муфта	

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8
11	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
12	УБТ УБТН-203	6	203	100	3-147	Ниппель	1,308
					3-147	Муфта	
13	Калибратор КП-295 СТ.П 147/147	0,9	295	70	3-147	Ниппель	0,114
					3-147	Муфта	
14	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-171	Муфта	
15	УБТ СП-203	24	203	100	3-171	Ниппель	1,308
					3-171	Муфта	
16	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
17	УБТ СП-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,478
					3-147	Муфта	
18	Переводник П-147/171	0,521	203	101	3-147	Ниппель	0,063
					3-171	Муфта	
19	Яс гидрав. ЯГ-207Т	7,176	207	70	3-171	Ниппель	1,350
					3-171	Муфта	
20	Переводник П-171/133	0,536	203	95	3-171	Ниппель	0,049
					3-133	Муфта	
21	БТ ПК 127х13 Р	1288	127	101,6	3-133	Ниппель	56,189
					3-133	Муфта	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (1350-2478 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (вверх)	Тип соединения (вверх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под эксплуатационную колонну (1350–2478м)							
1	Долото БИТ 220,7	0,355	220,7	-	3-117	Ниппель	0,023
2	Переводник М-117/117	0,355	140	78	3-117	Муфта	0,023
					3-117	Муфта	
3	Калибратор КП-220 СТК.П 117/117	0,4	220	81	3-117	Ниппель	0,058
					3-117	Муфта	
4	Переводник Переводник П 117/117	0,355	140	78	3-117	Ниппель	0,023
					3-117	Муфта	
5	Двигатель ДР-176М	5,33	176		3-117	Ниппель	0,780
					3-147	Муфта	
6	Клапан обратный переливной ПК-172РС	0,567	176	40	3-147	Ниппель	0,062
					3-147	Муфта	
7	Клапан обратный переливной КОБ-172РС	0,8	178	43	3-147	Ниппель	0,091
					3-147	Муфта	
8	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
9	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
10	ЗТС ГКС-178	6	178	106	3-133	Ниппель	0,500
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы Д.3

1	2	3	4	5	6	7	8
11	УБТ УБТН-178	6	178	71	3-133	Ниппель	0,984
					3-133	Муфта	
12	БТ ПК 127х13 Р	152	127	101,6	3-133	Ниппель	6,630
					3-133	Муфта	
13	Переводник П-133/171	0,536	203	95	3-133	Ниппель	48,9
					3-171	Муфта	
14	УБТ УБТС2-203(8)	184	178	76	3-171	Ниппель	39,560
					3-171	Муфта	
15	Переводник П-171/147	0,538	203	101	3-171	Ниппель	0,061
					3-147	Муфта	
16	Яс гидрав. ЯГ-176Т	6,2	176	70	3-147	Ниппель	0,720
					3-147	Муфта	
17	Переводник П-147/133	0,524	178	95	3-147	Ниппель	0,044
					3-133	Муфта	
18	БТ ПК 127х13 Р	2252	127	101,6	3-133	Ниппель	98,211
					3-133	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для бурения секции под хвостовик (2478–2480 м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
1	2	3	4	5	6	7	8
Бурение под хвостовик (2478-2480 м)							
1	БИТ 155,6 В 713 ТУ	0,4	155,6	-	Ниппель	3-88	0,013
2	Переводник М-88/88	0,325	113	58	Муфта	3-88	0,0154
					Муфта	3-88	
3	КП-155 СТК.П 88/88	0,35	155	56	Ниппель	3-88	0,029
					Муфта	3-88	
4	Переводник П-88-88	0,395	113	58	Ниппель	3-88	0,0207
					Муфта	3-88	
5	Двигатель ДР-127	5,8	127	-	Ниппель	3-88	0,626
					Муфта	3-102	
6	Переводник П-102/88	0,43	120	38	Ниппель	3-102	0,024
					Муфта	3-88	
7	Переливной клапан КП-106/88	0,398	106	18	Ниппель	3-88	0,021
					Муфта	3-88	
8	Обратный клапан КО-106	0,421	105	24	Ниппель	3-88	0,0191
					Муфта	3-88	
9	Переводник П-88/86	0,389	113	54	Ниппель	3-88	0,02
					Муфта	3-86	
10	УБТНС-108	6	108	51	Ниппель	3-86	336
					Муфта	3-86	
11	ГКС-108	3	108	-	Ниппель	3-86	0,2
					Муфта	3-86	
12	УБТНС-108	6	108	51	Ниппель	3-86	336
					Муфта	3-86	
13	Переводник П-86/102	0,42	118	68	Ниппель	3-86	0,023
					Муфта	3-102	

Продолжение таблицы Д.4

14	ПН-89х9,4 л	700	89	70,2	Ниппель	3-102	15,211
					Муфта	3-102	
15	Переводник П-102/86	0,42	120	54	Ниппель	3-102	0,02
					Муфта	3-86	
16	ЯГ-110Т	5,7	110	50	Ниппель	3-86	0,275
					Муфта	3-86	
17	Переводник П-86/102	0,42	118	68	Ниппель	3-86	0,023
					Муфта	3-102	
18	Переводник П-102/108	0,465	133	70	Ниппель	3-102	0,024
					Муфта	3-108	
19	ТБТ-102	312	101,6	63,5	Ниппель	3-108	13,650
					Муфта	3-108	
20	Переводник П-108/102	0,465	133	70	Ниппель	3-108	0,0235
					Муфта	3-102	
21	ПН-89х9,4 л	2291	89	70,2	Ниппель	3-102	49,776

Приложение Е

(обязательное)

Таблица Е.1 – Технологическая оснастка обсадных труб

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
1	2	3	4	5	6
Хвостовик 127 мм	БКОК-127 («Уралнефтемаш»)	3322	3322	1	1
	КОШ2.127 («ЗЭРС»)	3312	3312	1	1
	ЦПЦ-127/155 («НефтьКам»)	2277	2287	2	87
		2287	2572	7	
		2572	2612	4	
		2612	2632	4	
		2632	2672	4	
		2672	3312	64	
		3312	3322	2	
	ЦТ-127/155 («НефтьКам»)	3322	2489	84	84
	ПГМЦ 127 («ЗЭРС»)	2622	2622	1	1
	ПХРЦ.127/178 («ЗЭРС»)	2277	2277	1	1
	ПРП-Ц-Н-127 («Уралнефтемаш»)	2622	2622	1	1
	ПРП-Ц-В-127 («Уралнефтемаш»)	2277	2277	1	1
	МГ-ТПХ 127	3322	2622	7	7
	ПНВ 127/148	332	2622	7	7
Эксплуатационная, 177,8 мм	БКМ-177,8 («Уралнефтемаш»)	2622	2622	1	1
	ЦКОД М-178-1 («Промашсервис»)	2612	2612	1	1
	ЦПЦ-178/220 («НефтьКам»)	0	1329	33	100
		1329	1429	10	
		1429	2499	43	
		2499	2617	12	
		2617	2622	2	

Продолжение таблицы Е.1

	ЦТ-178/220 («НефтьКам»)	2489	2622	14	6
	ПРП-Ц-Н-178 («Уралнефтемаш»)	2612	2612	1	1
	ПРП-Ц-В-178 («Уралнефтемаш»)	2602	2602	1	1
Кондуктор, 245 мм	БКМ-245 («Уралнефтемаш»)	1379	1379	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	1369	1369	1	1
	ЦПЦ-245/294 («НефтьКам»)	0	20	2	62
		20	30	1	
		30	90	6	
		90	1374	51	
		1374	1379	2	
	ПРП-Ц-В-245 («Уралнефтемаш»)	1369	1369	1	1
Направ- ление, 324 мм	БКМ-324 («Уралнефтемаш»)	60	60	1	1
	ЦКОД-245 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394 («НефтьКам»)	0	20	2	6
		20	60	4	
	ПРП-Ц-В-324 («Уралнефтемаш»)	50	50	1	1

Приложение Ж

(Обязательное)

Таблица Ж.1 – Расчет цементированния

Параметр	Направление	Кондуктор	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
1	2	3	4	5
Давление гидроразрыва ($0,95P_{гр}$), МПа	0,9006	21,55	39,55	39,58
Давление составного столба жидкости в КП ($P_{гс\ кп}$), МПа	0,86	19,57	31,65	30,69
Гидродинамические потери давления в КП ($P_{гдкп}$), МПа	0,039	0,9	3,41	3,8
$P_{гскп} + P_{гдкп}$ МПа	0,9	20,5	35,06	34,5
Буферная жидкость				
Объем, м ³	18,37	8,427	4,61	2,188
Плотность	1030	1030	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	3,67	1,69	0,92	0,44
Наименование компонента	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ	МБП-СМ
Масса компонента, кг	257,1	118	64,6	30,64
Буферная жидкость				
Объем, м ³	18,37	8,427	3,69	2,188
Плотность	1030	1100	1030	1030
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	14,69	6,74	3,69	1,75
Наименование компонента	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ	МБП-МВ
Масса компонента, кг	117	101	55,37	26,26
Тампонажный раствор нормальной плотности				
Объем, м ³	1,13	2,905	3,229	2,62
Плотность, кг/м ³	1820	1820	1820	1820
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	0,76	1,96	2,18	1,76

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5
Наименование компонента	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 50	ПЦТ - II - 50
Масса компонента, тонн	1,42	3,63	4,04	3,268
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	1	1	1
Расход НТФ, кг	0,46	1,19	1,32	0,69
Облегченный тампонажный раствор				
Объем, м ³	3,061	36,186	24,65	—
Плотность, кг/м ³	1400	1450	1400	—
Объем воды необходимый для приготовления, м ³	2,6	31,47	20,93	—
Наименование компонента	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	ПЦТ - III - О6 (4-6) - 50	—
Масса компонента, тонн	2	24,9	16,15	—
Необходимое количество цементосмесительных машин, шт	1	3	2	—
Расход НТФ, кг	1,26	14,84	10,1	—
Продавочная жидкость				
Объем, м ³	3,8	57,9	53,583	25,147
Плотность, кг/м ³	1000	1000	1000	1000
Наименование компонента	Вода	Вода	Вода	Вода

Приложение И

(обязательное)

Таблица И.1- Результаты расчета потребного количества реагентов и их сметная стоимость

Наименование материала	Назначение	Упаковка ед. изм.	Потребное количество реагентов										Стоимость реагента	
			Направление		Кондуктор		Эк. Колонна		Хвостовик		Итого		упаковка	Итого
		кг	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	кг	уп	шт	руб
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Кальцинированная сода	Контроль жёсткости	25	133	6	809	33	-	-	-	-	942	39	950	37050
Каустическая сода	Контроль Ph	25	66	3	809	33	-	-	-	-	875	36	1774	63864
Глиноporошок ПБМБ	Первичный структурообразователь	1000	6647	7	32351	33	-	-	-	-	38998	40	37000	1480000
Биополимер Биоксан	Структурообразователь	25	47	2	283	12	-	-	-	-	2625	14	3500	49000
ПАЦ-В	Регулятор фильтрации, вязкости	25	199	8	2426	98	-	-	-	-	2625	106	12750	1351500
Мел	Повышение плотности БР	1000	9688	10	51879	52	-	-	-	-	61567	62		0
Известь гашеная	Нейтрализатор углекислотной агрессии	1000	-	-	1213	2	3530	4	1434	2	4743	8	22670	181360
Натрий хлористый	Минерализатор водной фазы	25	-	-	115931	4638	-	-	-	-	115931	4538	1391	6312358
Полиэколуб	Смазка	200	66	1	-		-	-	-	-	66	1	4000	4000
Микан – 40	Смазка	25	-	-	1213	49	-	-	-	-	1213	49	20000	980000

Продолжение таблицы И.1

Полидефомер	Пеногаситель	200	-	-	404	3	-	-	-	-	404	3	480000	1440000
Мрамор Молотый	Кольматант, кислоторастворимый утяжелитель	1000	-	-	-	-	70617	71	29436	30	100053	101	2300	232300
Полиэмульсан Р	Углеводородная основа для РУО	1000	-	-	-	-	187085	188	76006	77	263091	265	80000	21200000
Полиолеогель	Структурообразователь для РУО	25	-	-	-	-	1235	50	502	21	1737	71	1300	92300
Полиойлчек Стаб ДТ	Эмульгатор	200	-	-	-	-	3706	19	1506	8	5212	27	60000	1620000
Полиойлчек Стаб ТС	Эмульгатор	200	-	-	-	-	1588	8	645	4	2233	12	60000	720000
Полиойлчек Гидрофоб	Гидрофобизатор для РУО	200	-	-	-	-	706	4	287	2	993	6	45000	270000
Полиойлчек Фильтр	Понизитель фильтрации	25	-	-	-	-	529	22	215	9	529	31	35000	1085000
Полиойлчек Вис	Модификатор реологии для РУО	200	-	-	-	-	282	2	115	1	282	3	40000	120000
Кальций хлористый	Минерализатор водной фазы, ингибитор набухания глин, водорастворимый утяжелитель	25	-	-	-	-	21179	848	8604	345	29247	1170	1313	1536210
												Общая стоимость		38774942

Приложение К

(обязательное)

Таблица К.1 - Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Бурение скважин	Цементирование ОК	Освоение скважин	
1. Повышенный уровень общей и локальной вибрации	+	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливается СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания»
2. Повышенный уровень шума	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».
3. Недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	-	+	Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г. – 263 с. Б 08-624-0318
4. Движущиеся твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей потенциалов, под действие которого попадает работающий.	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
6. Пожаровзрывоопасность.	+	+	+	ГОСТ 12.1.004–91. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность.

Приложение Л

(обязательное)

Специальный вопрос на тему «Крепление скважин с применением самонабухающих пакеров»

В процессе строительства скважины используется большое количество бурового оборудования, одно из них это пакеры. Пакеры могут применяться для изоляции различных участков в скважинах, во время проведения многостадийного гидроразрыва пласта, во время проведения текущего или капитального ремонта скважин, так же их используют для изоляции пластовых вод и при проведении заканчивания скважин.

На данный момент на рынке бурового оборудования представлено огромное количество различных пакеров, которые можно подразделить на три категории по принципу их срабатывания. Гидравлические пакеры, которые срабатывают из-за перепада давлений, механические пакеры, активируются разгрузкой колонны труб на них, и набухающие пакеры которые и будут рассмотрены в рамках данного специального вопроса.

Набухающий пакер – это буровое оборудование, которое с помощью уплотнительного элемента, в роли которого выступает специальный эластомер, изолирует внутреннее пространство обсадных колонн или разобщает ствол скважины на отдельные зоны.

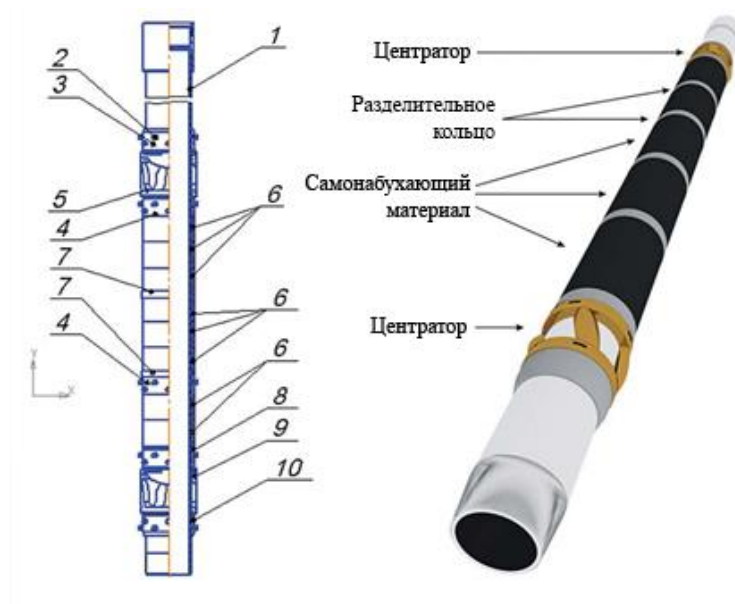


Рисунок 1 – Устройство набухающего пакера

На рисунке 1 обозначены следующие основные элементы набухающего пакера: 1 – полый ствол, 2 – крепежные детали, 3,10 – защитное кольцо, 4,8 – разделительные кольца, 5,9 – центраторы, 6 – уплотнительные элементы, выполнение из разбухающего эластомера, 7 – кольцо фиксатор.

Набухающие пакеры можно разделить на три категории, по жидкости при контакте с которой уплотнительный элемент, эластомер вулканизируется и увеличивается в объёме, это: водонабухающие пакеры, которые набухают при контакте с водой или буровыми растворами на водной основе, нефтенабухающие набухают при контакте с нефтью, РУО, дизельным топливом и водо-нефтенабухающие увеличивающиеся в объёме при контакте и с теми и с другими жидкостями соответственно.

Набухающие пакеры обладают рядом преимуществ перед механическими и гидравлическими пакерами. Одно из основных преимуществ это способность набухающих пакеров к самовосстановлению, благодаря которому повышается надёжность уплотняющего элемента. Так же опираясь на то, что в конструкции набухающих пакеров отсутствуют подвижные части, а уплотнение и герметизация происходит из-за набухания эластомера, то снижается риск несрабатывания пакера, и повреждения пласта, а также

повышается герметичность изолированных участков в скважинах с большим коэффициентом кавернозности. Ко всему этому при применении набухающих пакеров отсутствует риск ошибки бригады при его активации, так как для его активации не нужно проводить ни каких специальных операций.

Но не смотря на все перечисленные преимущества набухающих пакеров, они так же обладают рядом недостатков. Во первых из-за того, что герметизация ствола скважины происходит благодаря разбухающему эластомеру, которому необходимо достаточно длительное время для увеличения в объёме (по сравнению с механическими и гидравлическими пакерами), набухающие пакеры невозможно применять в ситуациях когда необходимо быстро и срочно изолировать ствол скважины. Так же не все набухающие пакеры из-за их состава можно применять в скважинах с экстремальными условиями, такими как высокие давления, высокие или низкие температуры, что так же является существенным недостатком. И одним из наиболее весомых недостатков является эффект выдавливания. Данный эффект проявляется из-за того, что сила межмолекулярных связей в эластомере при его набухании уменьшается, и это приводит к тому, что при слишком высоком перепаде давлений эластомер начинает терять свои герметизирующие свойства, выдавливаясь в пространство между обсадной колонной и защитным кольцом. На рисунке 2 представлена зависимость между длиной эластомера и допустимым перепадом давления.

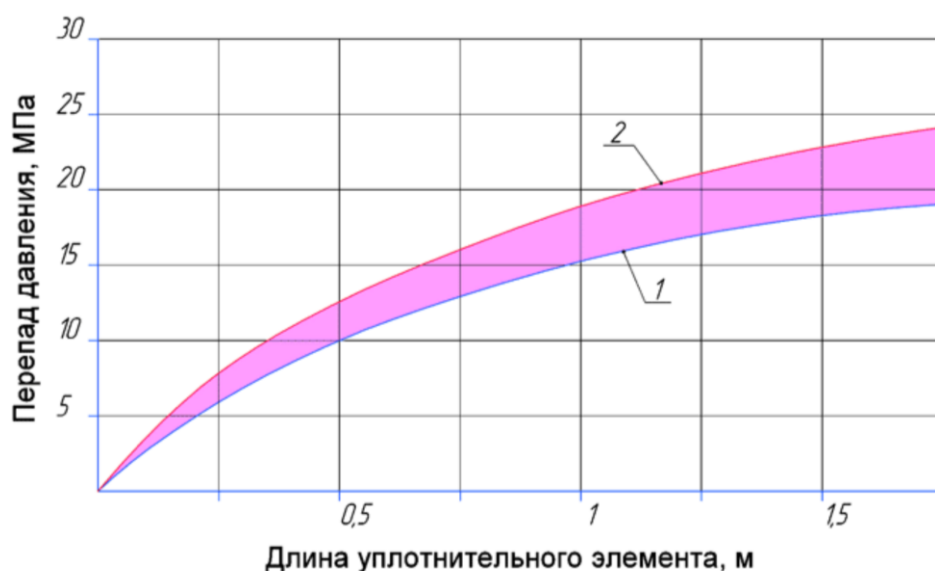


Рисунок 2 - Зависимость перепада давлений от длины эластомера

В зоне ниже дуги 1 пакер герметичен, между дугой 1 и 2 происходит его выдавливание и потеря герметизирующих свойств, выше дуги 2 элемент полностью теряет свои герметизирующие способности. Так же стоит отметить, что выдавливание уплотнительного элемента может происходить и при низком перепаде давлений, в том случае если пакер не успел увеличиться в объёме в нужном размере.

Набухание эластомеров на полимерной основе

Опираясь на действующие патенты, можно сделать вывод о том, что на данный момент в нефтегазовой отрасли в основном применяют набухающие пакеры на основе различных каучуков, поэтому было принято решение найти пакер на полимерной основе и проверить его расширительных свойств глинистом буровом растворе.

Для проведения эксперимента использовался «полипакер» на полимерной основе, он разрабатывался для подземного скважинного выщелачивания, и в лабораторных условиях показал неплохие результаты, но его испытания в буровом растворе не проводились, «полипакер» представляет собой композиционный материал на полимерной основе, с добавкой бентонитовых глин. В рамках данной работы было проведено испытание «полипакера» в буровом растворе $\rho=1080 \text{ кг/м}^3$

Динамика увеличения объёма «полипакера» в глинистом буровом растворе $\rho=1080 \text{ кг/м}^3$ представлена на рисунке 3.

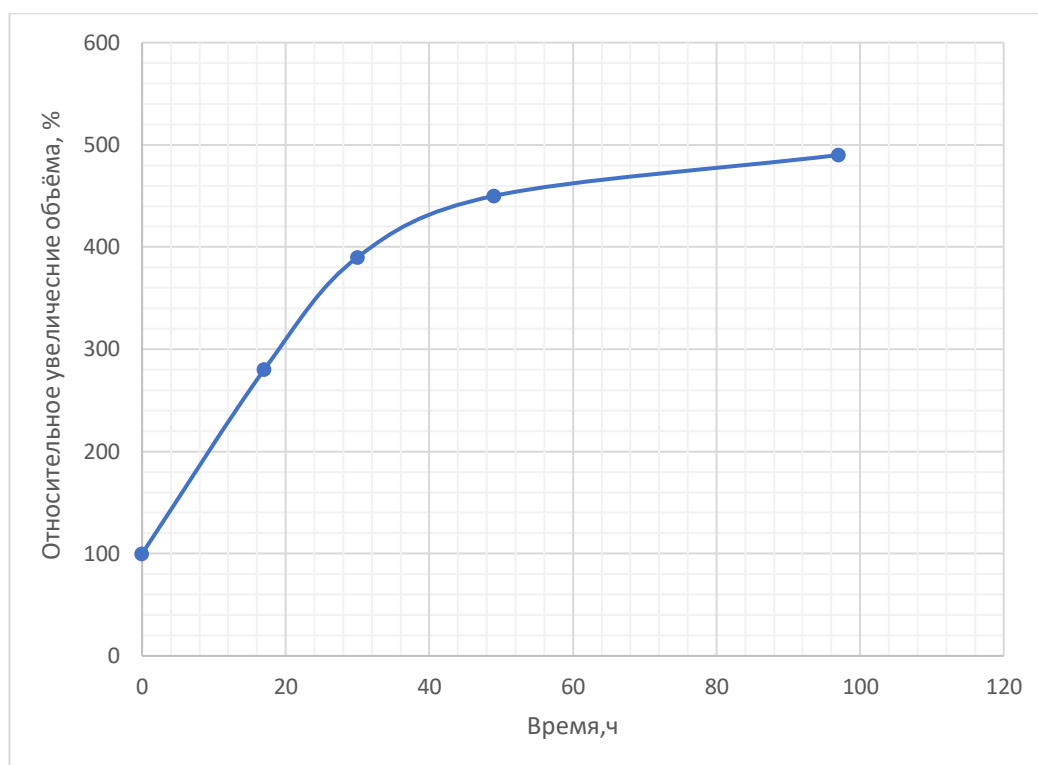


Рисунок 3 – Динамика набухания полипакера в глинистом буровом растворе плотностью $\rho=1080 \text{ кг/м}^3$

В первые 17 часов «полипакер» увеличился свой диаметр с размеров 138 мм до размеров 231 мм, следующий замер производили через 30 часов его размер соответствовал диаметру 273 мм, после через 49 часов размер составил 293 мм, последний замер производился через 97 часов и размер эластомера составил 305 мм, что соответствует практически пятикратному увеличению в объеме. Если производить анализ динамики набухания «полипакера», то можно сделать вывод о том, что он обладает высокой скоростью набухания, так как уже в первые сутки его объем увеличился практически в два раза, что при использовании данного компонентного состава на промысле может привести к преждевременному срабатыванию пакера. После первых 24 часов темп увеличения в объеме постепенно выравнивается и замедляется, пакер набирает свой максимальный объем.

На рисунке 4 представлена схема активации набухающего «полипакера» в стволе скважине.

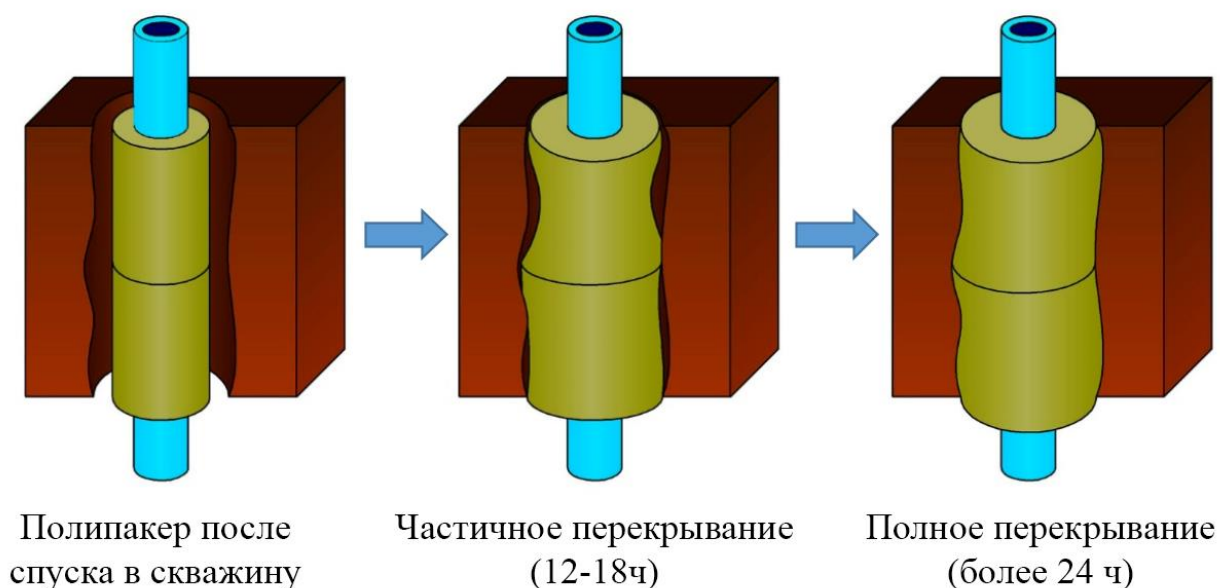


Рисунок 4 - принцип герметизации затрубного пространства набухающим пакером

Пакер спускается в ствол скважины и при контакте со скважинными флюидами начинает увеличиваться в объёме, в первые 12-18 ч, увеличение пакера уже обеспечивает частичную герметизацию устья, через 24 часа пакер набирает свой полный объём, за счёт своей структуры заполняет все неровности ствола скважины и тем самым обеспечивает герметичность затрубного пространства.

Преимущества полипакера

Полипакер представляет собой эластичный и прочный материал, что снижает риск его раскалывания или повреждения в процессе монтажа и спуска колонны, также после набухания полипакер так же сохраняет свою упругость, не крошится, не рассыпается и не размывается водой. При разбухании обеспечивает эффективную гидроизоляцию затрубного пространства по средствам увеличения в объёме и схожего состава с глинистыми породами, что повышает его адгезионные свойства. Так же полипакер не содержит токсичных веществ,

абсолютно безопасен для человека и окружающей среды и устойчив к действию разбавленной серной кислоты.

Технология применения «полипакера»

На данный момент полипакер предполагается использовать следующими способами.

Способ №1: Полипакер поставляется в виде готового изделия цилиндрической формы со сквозным осевым отверстием. Размеры такого изделия (длина, внутренний и наружный диаметры) подбираются по требованию заказчика. На обсадной трубе изделия монтируются в виде наборов (пакетов) и закрепляются известными способами при помощи стопорных колец (манжет) по краям пакета. Основное преимущество такой технологии заключается в простоте монтажа и сокращении его сроков.

Способ №2: Полипакер поставляется в виде полотна (в рулонах или листах). Крепление на колонну осуществляется послойным наматыванием (оборачиванием) непосредственно на технологической площадке перед спуском. Склеивание слоев производится специальным составом, поставляемым в комплекте с материалом. Преимуществами такой технологии являются: возможность использования обсадных труб любого диаметра, возможность регулирования в широких пределах толщины слоя (наружного диаметра) пакера, а также длины участка гидроизоляции непосредственно на месторождении. Кроме этого, отсутствует необходимость в установке стопорных колец. К недостаткам можно отнести более сложную процедуру крепления и необходимость дополнительного использования клеящего состава.

Вывод по разделу

В ходе данной работы была изучена тема крепления скважины с использованием самонабухающих пакеров, были описаны их виды, конструкция,

основные преимущества и недостатки. Так же в ходе выполнения данного раздела было проведено лабораторное исследование о набухании пакера на полимерной основе в глинистом буровом растворе плотностью $\rho=1080 \text{ кг/м}^3$. В рамках данного исследования полипакер продемонстрировал, высокие показатели увеличения в объёме, и высокую скорость набухания в первые 24 часа исследования, чтобы избежать преждевременного набухания пакера при спуске колонны необходимо доработать его состав добавив в него ингибитор вулканизации, но что бы говорить о его практическом применении в нефтегазовой отрасли необходимо провести исследования различных свойств данного эластомера. Например, динамики набухания данного эластомера в нефти, РУО, дизельном топливе, а также провести испытания его физико-механических свойств, условную прочность на растяжение, относительное удлинение при разрыве, изменение его прочности при растяжении и т.д. Но опираясь на проведенный эксперимент можно косвенно предположить, что применение пакеров на полимерной основе в нефтегазовой отрасли возможно.