

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

УДК 622.245.124-049.32

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Деревьев Илья Юрьевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		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 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,

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>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</p> <p>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</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	<p>И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма</p> <p>И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности</p> <p>И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности</p>
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	<p>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)</p> <p>И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания</p> <p>И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций</p> <p>И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях</p>
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	<p>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</p> <p>И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности</p>

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
		И.ОПК(У)-1.8. Выполняет построение различных моделей в подземной гидромеханике и гидродинамике с использованием методик расчета этих моделей
		И.ОПК(У)-1.9. Обосновывает категории запасов и выполняет подсчет запасов нефти объемным методом по модели и по картам удельных запасов
		И.ОПК(У)-1.10. Устанавливает зависимости емкостно-фильтрационных свойств от особенностей литологического состава и строения пород
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента

		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
		И.ОПК(У)-5.5. Оценивает основные фильтрационно-емкостные свойства пласта в лабораторных условиях и устанавливает зависимости их от минерального состава и физико-химических свойств пород –коллекторов в программных комплексах
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной безопасности
		И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

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

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: проектный				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Разработка проектно-технической документации для бурения скважин. 2. Выполнение работ по проектированию строительства, ремонта, реконструкции и восстановления скважин. 3. Оценка возможных рисков отступления от проектных решений в процессе бурения скважины.	19.005 Профессиональный стандарт «Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли» (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н) ОТФ А «Технологический контроль управление процессом бурения скважин» 19.045 Профессиональный стандарт «Специалист по капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 528н) ОТФ В «Организация капитального ремонта нефтяных и газовых скважин» 19.048 Профессиональный стандарт «Специалист по контролю и управлению траекторией бурения (геонавигации) скважин» (Утвержден приказом Минтруда России от 29.06. 2017 № 533н) ОТФ А «Организация работ по геонавигационному сопровождению бурения нефтяных и газовых скважин»	ПК(У)-7. Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-7.1 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области строительства нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.2 Выполняет работы по составлению литологических разрезов, фациальных карт и реконструкции условий образования нефтегазопроизводящих комплексов, пород-

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
				<p>коллекторов и экранирующих толщ И.ПК(У)-7.3 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области капитального ремонта нефтяных и газовых скважин И.ПК(У)-7.4 Выполняет работы по разработке организационно-технической документации, проектированию технологических процессов по утвержденным формам для нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
	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 промышленной геологии» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–8. Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности строительства скважин и новых стволов на нефть и газ	И.ПК(У)-8.1 Участует в разработке предложений по повышению эффективности эксплуатации объектов строительства скважин на основе знаний нормативно-технической документации и принципов производственного проектирования

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Деревьев Илья Юрьевич

Тема работы:

Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	119-12/с от 28.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ причин возникновения негерметичности эксплуатационных колонн в процессе эксплуатации скважин. Промысловые нормативы на проведение ремонтно-изоляционных работ в различных геологических условиях. Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны. Последствия негерметичности эксплуатационных колонн. Обзор современных технологий проведения ремонтно-

	<p>изоляционных работ. Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ. Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости. Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны. Установка цементного моста. Расчет эффективности ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны методом тампонирования. Повторная герметизация резьбовых соединений. Технические решения по применению приспособлений для устранения негерметичности эксплуатационных колонн. Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОСГН Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД Мезенцева Ирина Леонидовна

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

УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Деревьев Илья Юрьевич		29.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЛНЭК – ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны

ОК – обсадная колонна

СПО – спуско-подъемные операции

ЭК – эксплуатационная колонна

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ЗКЦ – заколонная циркуляция

НКТ - насосно-компрессорных труб

ММП – многолетнемерзлые породы

ПЗП - призабойная зона пласта

АВПД - аномально высокие пластовые давления

ВНК – водонефтяной контакт

ЭЦН - электроприводной центробежный насос

КРС – капитальный ремонт скважин

СО – специальное отверстие

ПГИ – промыслово-геофизические исследования

СКО – соляно-кислотная обработка

ВС – вертикальная скважина

ТМ – тампонажный материал

ВКР - выпускная квалификационная работа

НИ – научное исследование

ЧС – чрезвычайные ситуации

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 105 страниц, в том числе 25 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 27 источников.

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы, негерметичность эксплуатационной колонны, увеличение обводненности, ограничение водопритока, капитальный ремонт скважин.

Объектом исследования являются добывающие скважины с негерметичностью эксплуатационных колонн

Цель исследования – анализ эффективности применяемых технологий по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геологических условиях.

В процессе исследования были проанализированы возможные причины возникновения негерметичности эксплуатационной колонны (ЭК) в процессе эксплуатации, а также последствия, к которым приводит нарушение герметичности ЭК. Проведен обзор современных технологий и нормативной документации, регулирующей проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Область применения: фонд добывающих и нагнетательных скважин.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН.....	19
1.1	Анализ причин возникновения негерметичности эксплуатационных колонн в процессе эксплуатации скважин.....	19
1.2	Промысловые нормативы на проведение ремонтно-изоляционных работ в различных геологических условиях.....	26
1.3	Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны	28
1.4	Последствия негерметичности эксплуатационных колонн.....	34
1.5	Обзор современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ	37
2	ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ.....	42
2.1	Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ.....	42
2.1.1	Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости.....	42
2.1.2	Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны.....	44
2.2	Технология установки цементного моста.....	46
2.3	Расчет эффективности ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны методом тампонирувания.....	49
2.4	Повторная герметизация резьбовых соединений	60
2.5	Технические решения по применению приспособлений для устранения негерметичности эксплуатационных колонн.....	62

3	АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	74
3.1	Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях	74
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	81
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	82
4.2	Планирование и формирование бюджета научного исследования	87
4.3	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	94
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	100
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	101
5.2	Производственная безопасность.....	103
5.3	Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	103
5.4	Экологическая безопасность.....	106
5.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	107
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	110
	СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	111

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная отрасль является сложным процессом, где технологии и методы решения проблем постоянно совершенствуются. Сложности возникают на каждом этапе производства, касающиеся от разведывательных данных при проектировании месторождения, до экспорта готовой продукции.

Добыча нефти на территории России началась в середине 19 века. Множество месторождений, находящихся в разработке на данный момент, были открыты несколько десятков лет назад и находятся на последних стадиях разработки. Как следствие, нынешний фонд скважин имеет очень старое оборудование, в том числе и эксплуатационные колонны. Таким образом, тенденция роста обводненности добываемой продукции связанная с негерметичность ЭК и вывода скважин из действующего фонда является весьма обоснованной. Вопрос о восстановлении герметичности эксплуатационных колонн становится тем острее и актуальнее, чем старше фонд скважин, находящихся в действии.

Задачи по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн (ЛНЭК) влекут за собой большие экономические затраты, но не всегда оказываются эффективными. По этой причине потребность в новых технологиях, а также в усовершенствовании матриц по отбору скважин кандидатов на ремонтно-изоляционные работы является актуальной задачей.

Актуальность данной работы. С нарушением герметичности эксплуатационной колонны наблюдается резкий рост обводненности скважинной продукции. Дебит воды увеличивается за счет ее притока из вышележащих пластов, не являющихся нефте- или газонасыщенными. Внезапный рост обводненности приводит к отклонению от плана разработки и, помимо этого, создает ряд трудностей как технологических, так и экономических. Установление причин нарушения герметичности эксплуатационной колонны и выбор наиболее эффективного способа ремонтно-

изоляционных работ для конкретных условий являются крайне актуальными вопросами.

Целью выпускной квалификационной работы является оценка эффективности применения технологий по устранению негерметичности эксплуатационных колонн нефтяных скважин.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать условия возникновения негерметичности эксплуатационной колонны в процессе эксплуатации скважин;
2. Проанализировать применения современных технологий по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны;
3. Проанализировать эффективность работ по восстановлению герметичности эксплуатационной колонны на месторождениях Западной Сибири.

1 УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

1.1 Анализ причин возникновения негерметичности эксплуатационных колонн в процессе эксплуатации скважин

Нарушения герметичности ЭК является актуальной проблемой уже несколько лет, ведь большая часть разрабатываемых месторождений Российской Федерации находятся на завершающих стадиях разработки. Поскольку эта проблема становится актуальнее с каждым годом, появляется все больше и больше научных материалов, раскрывающих причины негерметичности эксплуатационной колонны и всевозможные способы решения данной проблемы.

Эксплуатационная колонная подвергается воздействию множества факторов, поэтому точную причину нарушения герметичности для каждого конкретного случая установить очень сложно. Тем не менее, при изучении данного вопроса можно выделить наиболее часто повторяющиеся проблемы: некачественное крепление (цементирование) обсадных колонн при строительстве скважин, разгерметизация резьбовых соединения обсадных труб, наличие интервалов интенсивного набора кривизны, неправильно подобранные обсадные трубы, использование агрессивных реагентов при интенсификации добычи нефти, коррозионное разрушение металла, использование высокоминерализованных вод а также высокие значения давления закачки при заводнении в нагнетательных скважинах. Далее первостепенные факторы нарушения герметичности будут рассмотрены более подробно.

Некачественное крепление

Глубина скважин может достигать нескольких тысяч метров. Зачастую выше продуктивных горизонтов находятся пласты, не являющиеся нефте- или газонасыщенными и не представляющие интереса для разработки. Такие непродуктивные участки зачастую содержат высокоминерализованную воду,

которая является агрессивной средой и приводит к коррозии металлов. Одна из задач цементирования – изолировать такие участки, чтобы исключить межпластовые перетоки и обеспечить максимально длительный период безводной добычи углеводородов. Вторая цель заключается в обеспечении экологической безопасности в процессе бурения и длительной эксплуатации скважин.

Если крепление ствола скважины выполнено качественно, то внешняя часть ЭК защищена от воздействия агрессивных факторов горной породы и флюида. В противном же случае трубы будут подвержены не только возникающим нагрузкам и давлениям, но и коррозии. На рисунке 1 представлены дефекты цементного камня обсадной колонны (ОК).

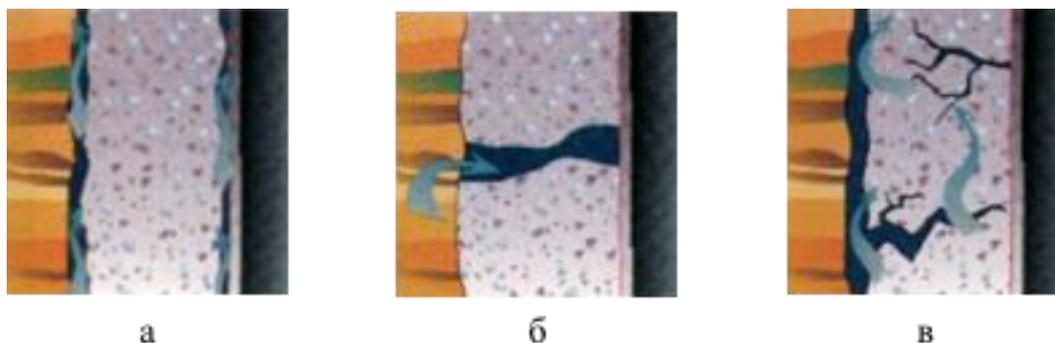


Рисунок 1 – Дефекты цементного камня обсадной колонны:

- а – плохое сцепление на границах разделов; б – образование водяных поясов из-за седиментационной неустойчивости тампонажного раствора;
в – формирование зазоров в результате сильной усадки

Причины возникновения такого рода дефектов можно условно поделить на 2 группы:

I. Дефекты, связанные с качеством тампонажного раствора, технологией его приготовления, закачки и продавки.

- Неполное заполнение заколонного пространства тампонажным раствором (высокая вязкость и фильтратоотдача цементного раствора, несоответствие свойств буферной жидкости требованиям качественного

вытеснения бурового раствора, неудовлетворительный режим вытеснения тампонажного раствора за колонну).

- Низкое качество исходного тампонажного раствора (высокое водоцементное отношение исходного раствора, несоответствие состава тампонажной смеси скважинным условиям).

- Изменчивость состава раствора по стволу (неравномерное перемешивание при затворении и закачке в скважину, высокое водоотделение, разбавление раствора пластовыми флюидами).

- Отсутствие адгезии цементного камня к металлу и породе, покрытыми глинистой коркой. Отслоение цементного камня от обсадной колонны.

II. Дефекты цементного камня, возникающие при освоении и эксплуатации скважины.

- Деформация камня при расширении и сжатии обсадной колонны во время опрессовок.

- Появление трещин в цементном камне при перфорации, в результате ударных нагрузок в зацементированной колонне, механических воздействий при спуско-подъемных операциях (СПО).

- Разрушение цементного камня за счет перемещений обсадной колонны при изменении температуры и давлений в скважине.

Негерметичность резьбовых соединений

Важную роль в герметичности эксплуатационной колонны играет качество резьбовых соединений и степень скручивания колонн между собой. Очередная труба наворачивается на обсадную колонну специальным гидравлическим ключом, на котором установлен моментомер, определяющий усилие свинчивания. В случае неправильной настройки или неисправности прибора происходит неполное скручивание. Также для герметичности в муфтовых соединениях ОК используют резьбоуплотнительную смазку.

При таких процессах, как цементирование, промывка, соляно-кислотная обработка скважин, гидравлический разрыв пласта и других проходит

нагнетание рабочего агента в скважину, воздействие на стенки эксплуатационной колонны и особенно на резьбовые соединения достаточно велико. В том случае, если колонны не завинчены должным образом, жидкость проникает в образованные пустоты и давит на металл, вследствие чего может произойти срыв резьбового соединения либо в этих местах металл будет подвержен коррозии. Также сквозь данные места возможно нежелательное и иногда губительное течение флюида как из пласта в скважину, так и из скважины в пласт.

Коррозионная среда

Природный газ и нефть не являются коррозионно-активными средами, но содержат в своем составе коррозионные агенты, например, воду и кислород, а также различные примеси в виде сернистых и кислородсодержащих соединений. На степень агрессивности производных серы влияет их строение: наиболее опасными являются элементарная сера, меркаптаны и сероводород.

Анализ факторов, влияющих на внутреннюю коррозию оборудования, показал, что локальные коррозионные разрушения начинают проявляться, когда обводненность нефти достигает 50%, и водонефтяная эмульсия становится нестабильной, то есть, когда начинают выделяться отдельные капли воды.

Наиболее опасна коррозионная среда в том случае, когда изготовители металлического оборудования не принимают мер антикоррозионной защиты. На данный момент на стальные изделия и конструкции либо совсем не наносят защитное покрытие, либо оно настолько слабо, что не способно выдержать длительную эксплуатацию. Поэтому одной из наиболее актуальных проблем негерметичности эксплуатационных колонн (и большинства оборудования нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отрасли) является высокая корродируемость материала. Наиболее часто встречаются следующие типы коррозии: язвенная коррозия, питтинговая (точечная) коррозия, мейза коррозия, контактная коррозия.

Язвенная коррозия (рисунок 2) характеризуется тем, что начавшись в одной точке на поверхности металла, идет далее примерно с одинаковой скоростью как вглубь металла, так и на поверхности. Глубина поражения сопоставима с диаметром язвы. Склоны язв хорошо выражены, площадь дна намного меньше площади поверхности. Глубина проникновения от 1 до 5 мм/год.

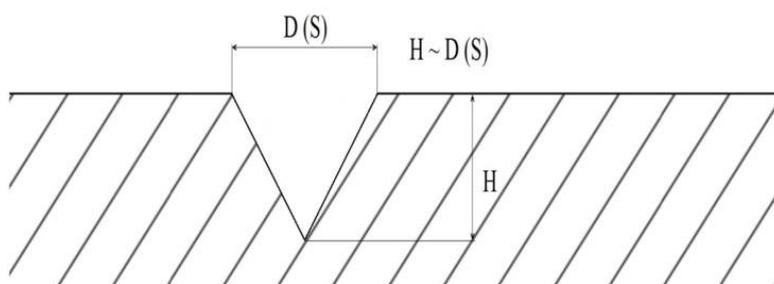


Рисунок 2 – Язвенная коррозия

Питтинговая коррозия (рисунок 3) характеризуется образованием каверн, которые определяются как полости в металле, начиная с поверхности, характеризуется большей скоростью распространения вглубь, чем вширь. Глубина проникновения намного больше диаметра основания. Вследствие малого диаметра основания (0,3 – 3,0 мм), глубину проникновения можно измерить только инструментально - глубиномером или штангенциркулем. Глубина проникновения может достигать до 10 мм/год.

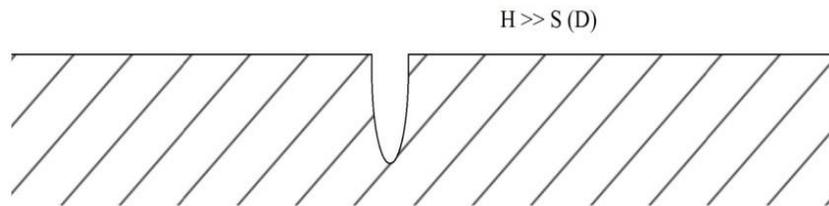


Рисунок 3 – Питтинговая коррозия

Мейза коррозия (рисунок 4) означает протекание коррозии с распространением её очага, как в глубину, так и по плоскости. Характеризуется значительными по площади областями локальных коррозионных повреждений, которые перемежаются площадями металла, вообще не затронутыми коррозией (островки). Иногда внутри одной язвы развивается другая язва. Мейза коррозия развивается преимущественно в средах с высоким содержанием CO_2 , при этом глубина проникновения может достигать до 45 мм/год.

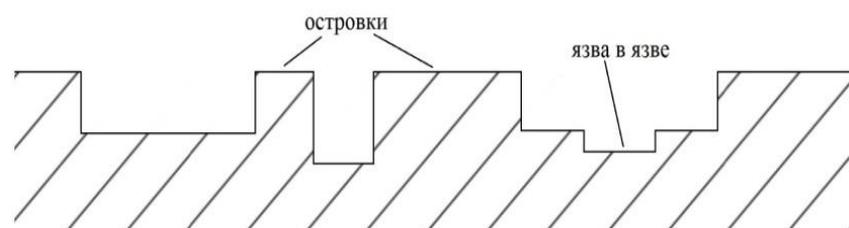


Рисунок 4 – Мейза коррозия

Контактная коррозия (рисунок 5) – процесс, протекающий между двумя разнородными по электрохимическим характеристикам металлов, например, между броней кабеля и обсадной колонной. Результатом процесса могут быть локальные коррозионные повреждения, расположенных цепочкой или язвами, слитыми воедино, как обсадной трубы, так и брони кабеля.

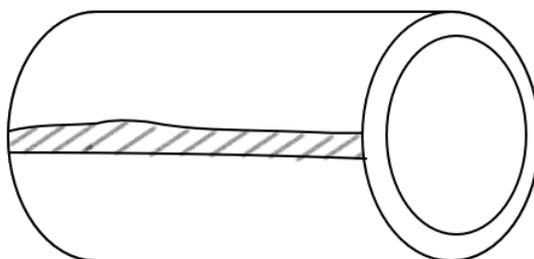


Рисунок 5 – Контактная коррозия

В случае закачки воды в нагнетательные скважины или каких-либо реагентов в добывающие скважины необходимо учитывать степень минерализации, количество взвешенных частиц, химический состав жидкости, так как это влияет на состояние металла ЭК. Воздействие механических примесей и агрессивных компонентов может привести к коррозионному разрушению внутренней поверхности колонны, что впоследствии вызовет растрескивание и негерметичность. Таким образом, спектр причин нарушения герметичности ЭК очень широк: от брака при производстве и несоблюдения правил при транспортировке до применения пагубно влияющих технологий в процессе добычи нефти и газа и условий эксплуатации скважин в целом.

1.2 Промысловые нормативы на проведение ремонтно-изоляционных работ в различных геологических условиях

Процесс ликвидации негерметичности ЭК является одним из самых сложных видов ремонта скважин. Для достижения положительного результата необходимо строго соблюдать требования инструкции, руководящих документов и ГОСТ.

Главный документ, который регламентирует производственные процессы в нефтегазовой отрасли - Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ от 15 декабря 2020 года N 534 [1]. В данном документе собраны общие требования безопасности проведения каких-либо работ на скважинах. Касается персонала, указаны требования к аттестации, требования к организации рабочих мест, нормы оснащения работников средствами индивидуальной защиты и т.п. Немало внимания уделяется оборудованию и техническим средствам, применяемым при ремонтно-изоляционных работах и других видах ремонта.

При проведении ремонтно-изоляционных работ запрещается перфорация обсадных колонн в интервале возможного разрыва пластов давлением газа, нефти (после вызова притока), а также в интервале проницаемых непродуктивных пластов.

РД 153-39-023-97 [2] является одним из наиболее важных документов при работах, связанных с РИР по ликвидации заколонной циркуляции (ЗКЦ) либо по ЛНЭК. Все работы по устранению негерметичности ЭК и РИР имеют четкую классификацию, которая представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Классификация капитальных ремонтов скважин [2]

Шифр	Виды работ по капитальному ремонту скважин	Технико-технологические требования к сдаче
КР1	Ремонтно-изоляционные работы	
КР1-1	Отключение отдельных обводненных интервалов пласта	Выполнение запланированного объема работ. Снижение обводненности продукции
КР1-2	Отключение отдельных пластов	Выполнение запланированного объема работ.

		Отсутствие приемистости или притока в (из) отключенном(ого) пласте(а)
КР1-3	Исправление негерметичности цементного кольца	Достижение цели ремонта, подтвержденное промыслово-геофизическими исследованиями. Снижение обводненности продукции при сокращении или увеличении дебита нефти
КР1-4	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности и подтверждение наращивания цементного кольца в необходимом интервале промыслово-геофизическими исследованиями
КР2	Устранение негерметичности эксплуатационной колонны	
КР2-1	Устранение негерметичности тампонируанием	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании
КР2-2	Устранение негерметичности установкой пластыря	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании
КР2-3	Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной колонны меньшего диаметра	Герметичность эксплуатационной колонны при гидроиспытании

Работы по устранению негерметичности обсадных колонн включают изоляцию сквозных дефектов обсадных труб и повторную герметизацию их соединительных узлов [2].

Общие требования к тампонированию:

- Ликвидацию каналов негерметичности соединительных узлов производят тампонируанием под давлением.
- В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующие полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель.
- В случае, если в скважине межколонных проявлений не наблюдалось, а негерметичность выявлена при гидроиспытании, башмак насосно-компрессорных труб (НКТ) устанавливают на 5-10 м выше искусственного забоя или цементного моста, расположенного над интервалом перфорации. В качестве тампонирующего материала используют гелеобразующие составы.
- При наличии в колонне нескольких дефектов тампонирование каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно

установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м.

- При приемистости дефекта колонны более $3 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения.
- При приемистости $0,5 \text{ м}^3/(\text{ч}\cdot\text{МПа})$ в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы в соответствии с РД [3].
- На период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60% от достигнутого при продавливании тампонажного раствора

Основной порядок действий и требования к проведению РИР по ликвидации ЗКЦ либо по ЛНЭК изложен в РД 153-39-023-97, однако для всех типов технологий есть руководящий документ, который обязателен к изучению и строгому соблюдению всех требований при выполнении таких работ на скважинах.

Если технология ремонта предусматривает установку стального пластыря, то необходимо также обратиться к РД 39-0147009-720-86 Инструкция по технологии ремонта обсадных колонн стальными пластырями.

В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения как правило используют метод установки металлического пластыря. Бывают ситуации, в которых целесообразнее воспользоваться другим методом устранения негерметичности - технология тампонирования негерметичных резьбовых соединений. В таком случае стоит обратиться к РД 39-1-844-82 «Технология повторной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн» и «Инструкция по ремонту крепи скважин» - РД 39-1-843-82.

1.3 Анализ геологических условий, влияющих на нарушение герметичности эксплуатационной колонны

Геологический разрез Западной Сибири представляет собой чередование глин, глинистых сланцев, алевролитов и песчаников. Характерным для всех месторождений является наличие массивных толщ глинистых отложений в

интервалах 300-1100 м (чеганская, люлиноворская, талицкая, ганькинская, березовская, кузнецовская свиты) и 1800-2000 м (алымская свита). Как правило, интервалы, сложенные глинистыми породами, склонны к потере ствола скважины (повышенная кавернозность, осыпи и обвалы стенок скважины, образование шламовых пробок) [4].

Влияние геологических условий на герметичность эксплуатационной колонны в процессе добычи нефти сказывается слабо. Основной эффект проявляется во время бурения, поэтому далее будут рассмотрены аспекты, которые необходимо учитывать при строительстве скважины.

Горные породы обладают рядом физико-механическими свойствами, к которым относятся: прочность, упругость, пластичность, хрупкость, твёрдость, абразивность, плотность, пористость, водопроницаемость, плавучесть и устойчивость. Исходя из данных, полученных в ходе геологоразведочных работ, и учитывая свойства составляющих пласты пород, необходимо тщательно подобрать инструменты и продумать технологию бурения скважины, чтоб избежать неприятных последствий. Одним из таких последствий является нарушение герметичности ЭК, возникающее по ряду причин.

Ползучесть горных пород

Рассмотрим явление ползучести. Оно происходит в случае прохождения ствола скважины через высокопластичные породы (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонные под действием возникающих напряжений деформироваться со временем. В результате недостаточного противодействия на пласт, эти породы ползут, заполняя ствол скважины, если не спущена обсадная колонна. Если же скважина обсажена, то деформация пород ограничивается обсадной колонной и затрубным цементным кольцом, она оказывает непрерывно увеличивающиеся дополнительные внешние нагрузки на ОК – так называемые нагрузки ползучести [5]. Породы давят на цемент или ее стенки, вследствие чего

происходят вмятины – потенциальные места нарушения герметичности. Данное явление заметно тем сильнее, чем больше глубина и выше пластовая температура.

Процесс ползучести в общем можно разделить на три стадии. Первая стадия называется первичной или переходной ползучестью. Она следует за мгновенной упругой деформацией, и скорость деформирования со временем уменьшается, давая выпуклую кривую ползучести. Вторая стадия — стадия вторичной или равномерной ползучести, когда скорость деформации постоянна и кривая ползучести представляет собой прямую линию. В течение третьей стадии появляются и быстро развиваются трещины, так что скорость деформации возрастает и объект, наконец, разрушается. Эта стадия называется третичной, или ускоренной, ползучестью. Из-за того, что горные породы находятся в трехосном напряженном состоянии, третья стадия не наступает [5]. График ползучести представлен на рисунке 6.

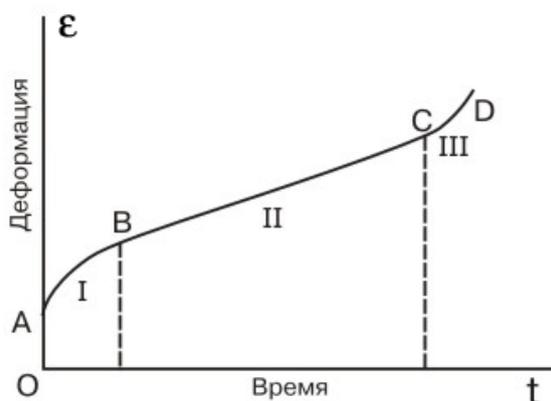


Рисунок 6 – Три стадии кривой ползучести

При креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, необходимо устанавливать трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны [5].

Растворение горных пород

Следующим осложнением является растворение. Оно происходит во время прохождения соляных пород. Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока жидкости. Характерным

признаком растворения соляных пород является интенсивное кавернообразование, а в особо тяжелых случаях – потеря ствола скважины. Для эксплуатационной колонны данная проблема влечет за собой несколько последствий. Первое, на чем скажется кавернообразование, – это с большой вероятностью нарушение технологии спуска колонны, то есть отклонение от проектной траектории, трение о стенки скважины, сальникообразование. Следующим шагом кавернообразование повлияет на низкое качество цементирования, так как возрастет поглощающая способность породы в данном интервале. Следовательно, в вышеуказанных случаях возникнет риск нарушения герметичности. И еще одним следствием каверн может стать повышенная ползучесть и обрушение горных пород, что, помимо нагрузки на колонну, приведет к интенсивному выносу частиц и закупорке перфорационных отверстий, в связи с чем снизится дебит и появится необходимость в проведении операций по очистке Призабойной зоны пласта (ПЗП), а также в установке фильтра.

Многолетнемерзлые породы

Особого внимания и подхода требует бурение скважин в многолетнемерзлых породах (ММП). При высокой льдистости ММП процесс значительно осложняется, что выражается в проявлении следующих проблем: размывы устьев, грифоны, разрушение фундаментов, повышенное кавернообразование, обрывы обсадных колонн, просадки шахтовых направлений, кондукторов, привышечных сооружений и буровых установок в целом. Это является следствием того, что в интервалах распространения ММП сцементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком бурового раствора [6].

В интервале ММП трудно обеспечить цементирование и крепление ствола из-за образования застойных зон бурового раствора в больших кавернах, откуда его невозможно вытеснить тампонажным раствором. Зачастую цементирование получается односторонним при несплошном цементном

кольце, что создает условия для межпластовых перетоков и смятия колонн, что впоследствии приведет к нарушению герметичности ЭК.

Бурящаяся скважина вступает с окружающими мерзлыми породами не только в физико-химическое взаимодействие. Чаще наиболее важным фактором, влияющим на устойчивость стенок ствола скважины в ММП, является тепловое воздействие. Имеющий обычно положительную температуру буровой раствор расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП, в результате чего стенка скважины теряет устойчивость и разрушается. Чем выше температура бурового промывочного раствора, тем интенсивнее процесс кавернообразования, осыпей, обвалов и поглощений при проходке ММП.

Проблемы строительства скважин в районах распространения ММП порой не прекращаются после их закрепления колонной (кондуктором). При длительных остановках или при использовании охлажденных ниже 0°C буровых растворов происходит обратное промерзание растепленных скважиной ММП и бурового раствора, находящегося в кавернах. В результате возникает огромное, неравномерное по периметру внешнее давление на обсадные трубы, приводящее в ряде случаев к их слою [7].

Еще одной проблемой при эксплуатации скважин в зоне ММП может являться повышенное гидратообразование. Отложения данных продуктов на стенках создают условия для повышенного давления на определенные участки ЭК, что в конечном счете разрушает металл. Причем при остановках скважины может происходить ее полная блокировка газогидратами.

Горные породы, слагающие разрез скважины ниже распространения ММП, имеют положительную температуру, увеличивающуюся по мере углубления забоя. Например, на глубине 3000 метров температура горных пород может достигать 80-100°C. Обсадная колонна в зоне ММП может подвергаться многократному растеплению и промерзанию. В конечном счете образуются трещины.

Таким образом, при бурении ММП возникают следующие осложнения:

- интенсивное кавернообразование, осыпи и обвалы пород;
- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, недоподъем цемента за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн;
- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;
- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия зажатых межмерзлых вод и пропластков гидратов.

Для того, чтоб избежать нарушение герметичности, эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и другие), предотвращающее смятие колонн, нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании [8].

Аномально высокие пластовые давления (АВПД)

Аномально высокое пластовое давление – это давление, действующее на флюиды (воду, нефть, газ), содержащиеся в поровом пространстве породы, величина которого превышает значение нормального (гидростатического) [9].

Высокое давление флюида необходимо учитывать при проектировании конструкции скважин и технологии бурения, иначе существуют риски возникновения аварийных ситуаций и осложнений, таких как газонефтеводопроявления, открытые фонтаны, а в дальнейшем и смятия обсадных колонн.

АВПД серьезно осложняют не только бурение и испытание продуктивных скважин, но и напрямую влияют на качество крепления скважин, нарушение целостности обсадных колонн при эксплуатации, то есть на потерю

герметичности ЭК, и в конечном итоге могут привести к преждевременному выходу из строя самой скважины [10].

Также стоит отметить, что в статье [11] был проведен анализ влияния различных факторов на нарушение герметичности ЭК. Автор приходит к выводу, что геологические факторы влияют незначительно на частоту появления негерметичности. Решающими факторами являются строгое соблюдение технологии в процессах строительства и эксплуатации скважин, а также грамотный подбор оборудования с учетом всех физико-механических свойств горных пород, слагающих разрез объекта разработки.

1.4 Последствия негерметичности эксплуатационных колонн

Говоря о последствиях данной проблемы, необходимо отметить, что их немного, но они критичны. Главный фактор, проявляющийся вследствие нарушения герметичности ЭК, – это резкий рост обводненности продукции. Дебит воды увеличивается за счет ее притока из ранее не вскрытого пласта. Внезапный рост дебита воды, вызванный нарушением герметичности ЭК, приводит к отклонению от плана разработки и, помимо этого, создает ряд трудностей.

Для того, чтобы провести подсчет имеющейся в недрах нефти с помощью объемного метода, необходимо иметь данные по положению водонефтяного контакта (ВНК), так как от этого напрямую зависит расчётное значение геологических запасов.

В процессе разработки месторождения уровень ВНК необходимо постоянно отслеживать не только для уточнения запасов, но и для оперативного вмешательства в случае приближения ВНК к перфорированной части скважины. Если уровень поднимется высоко, то может образоваться конус обводнения, из-за чего некоторая часть нефти не будет извлечена на поверхность. Это явление представлено на рисунке 7.

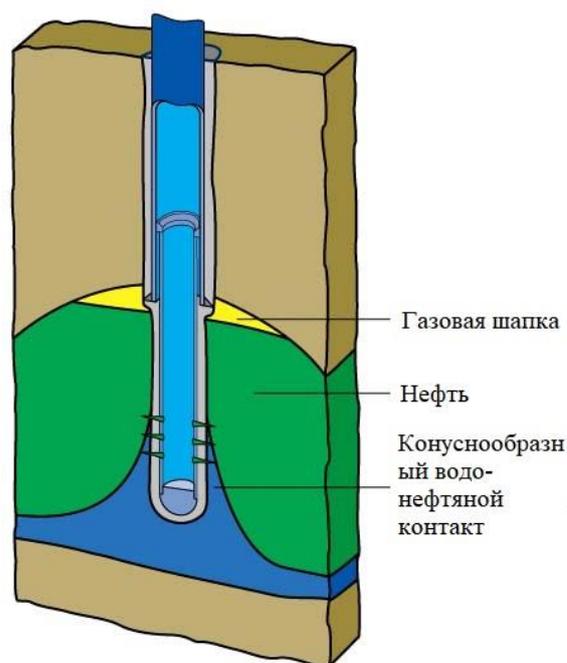


Рисунок 7 – Конус обводнения

Из вышеизложенного следует, что в процессе изучения и разработки промышленного объекта важным параметром является уровень ВНК. Негерметичность колонны и, как следствие, резкий рост обводненности, делают невозможным определение и мониторинг этого параметра.

Также в случае разработки однопластового объекта данные по обводнению скважин используются для контроля за процессом заводнения. Неверная информация из-за поступления воды в скважину через трещины и отверстия в колонне делает невозможным осуществление эффективных действий, направленных на увеличение коэффициентов охвата и вытеснения.

Еще одно последствие данной проблемы изложено в статье [12]. Установлена зависимость коррозионной активности добываемой продукции от содержания в ней воды. Так, например, хлориды, содержащиеся в нефти, при взаимодействии с водой гидролизуются и образуют соляную кислоту, под действием которой происходит интенсивное разрушение металла [13]. Также известно, что пластовые воды обладают повышенной минерализацией. Содержащиеся в них примеси при взаимодействии с металлом могут оказывать активное воздействие на развитие коррозии. Эмпирическая зависимость

коррозионной активности скважинной продукции от содержания в ней воды представлена на рисунке 8.

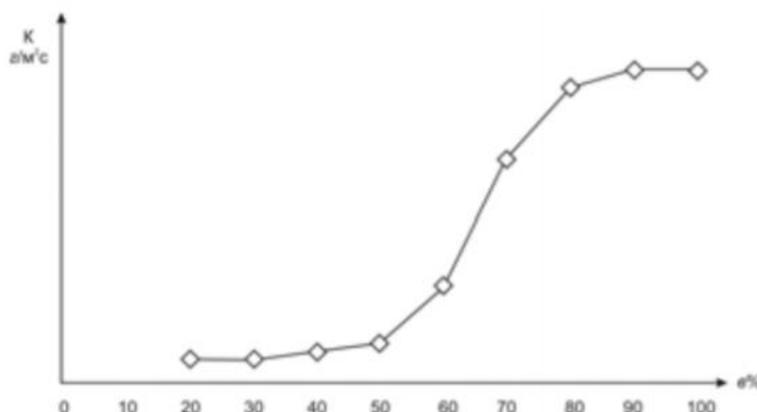


Рисунок 8 – Изменение агрессивности скважинной продукции от обводнения [12]

Еще одной зависимостью, установленной в ходе исследования [12], стало влияние обводненности на отложения солей. В целом закономерностей обнаружено не было, за исключением сульфида железа FeS. Данная соль откладывается на оборудовании тем интенсивнее, чем больше воды в добываемой продукции. Значительные объемы выпавшего осадка FeS могут стать причиной срыва подачи электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) и остановки скважины. Также при взаимодействии сульфида железа с соляной кислотой образовывается сероводород, который известен своими корродирующими свойствами.

Все вышеназванные проблемы безусловно сказываются на экономической эффективности процесса добычи. Износ оборудования посредством коррозии или отложения солей приводит к постоянным остановкам скважин для проведения текущего ремонта, что скажется на объемах добычи. Наличие пластовой воды в нефти значительно удорожает ее доставку по трубопроводам, а также переработку. Возрастание транспортных затрат связано не только с транзитом балластной воды, но и с повышением вязкости эмульсии. Помимо этого, увеличиваются эксплуатационные затраты на обессоливание и обезвоживание промысловой нефти. Высокое содержание

балластной воды обуславливает существенные капитальные затраты на объекты системы сбора и промышленного транспорта скважинной продукции, 80% мощностей которых заполнено водой и не приносит деньги проекту. В результате часть месторождений оказываются за гранью рентабельности и их разработка останавливается, а накопленная инфраструктура становится невостребованной нагрузкой.

Резюмирую вышеизложенное можно сказать, что главным следствием нарушения герметичности ЭК является резкий рост содержания воды в скважинной продукции. Данная проблема оказывает влияние как на технологическую составляющую процесса разработки месторождения, так и на экономическую. Следует отметить, что устранение негерметичности – это самый сложный и дорогостоящий вид ремонтно-изоляционных работ. При этом успешность действий обычно достигается не с первого раза, а эффект может продлиться недолго, то есть потребуются снова останавливать скважину и проводить ремонт. Отчасти по этой причине многие скважины, в которых произошло нарушение герметичности ЭК, через некоторое время становятся нерентабельными.

1.5 Обзор современных технологий проведения ремонтно-изоляционных работ

В связи с тем, что множество месторождений находятся на последних этапах разработки и, соответственно, фонд скважин является довольно устаревшим, проблема нарушения герметичности ЭК проявляется все чаще и чаще. Зачастую скважину выгоднее остановить и законсервировать, так как с экономической точки зрения не всегда целесообразно проводить ремонт. Это объясняется тем, что мероприятия по восстановлению герметичности довольно продолжительные, дорогостоящие, но не всегда эффективные.

Разработка Самотлорского месторождения ведется с 1968 года. В данный момент месторождение находится на четвертой стадии разработки, средняя обводненность продукции скважин – 93,2 % объемных. Поэтому на

сегодняшний день одна из самых актуальных проблем Самотлора – это снижение количества потребляемой электроэнергии, затрачиваемой для подъема скважинной продукции на поверхность.

Обычно для ограничения водопритока применяются различные технологии, связанные с привлечением специализированного подрядчика. Большая часть работ производится с закачкой на пакере реагента, увеличивающего эффективность и вероятность успешности проведенного ремонта, с последующей продавкой его оторочки в пласт цементным раствором. Используемые реагенты, специальные пакера, НКТ, насосы, прочее оборудование приводят к возрастанию продолжительности, сложности и как следствие стоимости выполняемого ремонта. В таблице 2 приведены основные виды РИР, которые проводились на Самотлорском месторождении [14].

Таблица 2 – Технологии ремонтно-изоляционных работ, применяемые на Самотлорском месторождении [14]

Технология	Основные результаты применения
Цементные растворы на углеводородной основе	Эффективны при ликвидации заколонных перетоков, обладают высокой седиментационной устойчивостью во времени. Технологии изготовления растворов и проведения РИР подразумевают использование безводной нефти, специальный комплекс дорогостоящих поверхностно-активных веществ.
Цементные растворы на водной основе	Простота приготовления, транспортировки, меньшая стоимость по сравнению с цементами на углеводородной основе. Слабая подвижность обуславливает низкую эффективность при изоляции обводненных интервалов малых размеров. Не эффективны в скважинах, эксплуатирующих одновременно несколько близкорасположенных пропластков или пластов с различной геологической характеристикой (особенно в которых нижний интервал не обводнен и пластовое давление в нем ниже вышележащего водоносного).
Гелеобразующие составы	Наибольшая стоимость и продолжительность ремонта скважины, требуется точное соблюдение технологии. Максимальная средняя длительность эффекта, позволяют получать протяженные водоизоляционные экраны. В большинстве случаев необходимо докрепление геля тампонажным раствором на углеводородной основе.
Установка отсекающего цементного моста	«Быстрый» ремонт, минимальная стоимость. Ограниченная область применения: герметизация забоя, либо изоляция обводненного нижележащего интервала или пласта при наличии глинистой перемычки между ними не менее 5м. Также в качестве разобщающего элемента используются взрыв-пакера с цементной нашлапкой мощностью 2-3м.

Для сокращения стоимости РИР и ускорения ремонта геологической службой ОАО «Самотлорнефтегаз» разработана и внедрена в производство технология ограничения водопритока из перфорированной подошвенной, промытой (ввиду высокой проницаемости) части пласта и вовлечение в эксплуатацию слабоработающей, либо вовсе не работающей, но нефтенасыщенной кровельной части пласта без привлечения подрядной организации, специализирующейся по данным видам работ. Отличительной особенностью технологии является использование только цементного раствора на водной основе, и, главное, весь ремонт производится исключительно силами бригады капитального ремонта скважин (КРС) [14].

За 2009 год в ОАО «Самотлорнефтегаз» на площади Самотлорского месторождения проведено 7 РИР с целью изоляции обводненных пропластков существующего пласта. После выполненных РИР был проведен анализ, который показал, что в некоторых скважинах получен прирост дебита нефти – 2-4 т/сут. Однако основным результатом стало сокращение дебита по жидкости при этом сократился на 600-800 м³/сут, а, следовательно, и количество потребляемой энергии, и себестоимость добычи тонны нефти. Таким образом, скважины, которые были остановлены по причине обводнения продукции и являвшиеся нерентабельными с экономической точки зрения, выводятся из бездействия и переходят в категорию рентабельных.

Наиболее простым и дешевым способом ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) считается применение одно- или двухпакерных компоновок. Это позволяет «отрезать» интервал с дефектом колонны, через который в скважину поступает вода.

Ликвидации заколонной циркуляции

В последние годы РИР по ликвидации ЗКЦ «снизу» выполняются преимущественно с применением пакеров-ретейнеров. Закачивание тампонирующего состава осуществляется в подпакерное пространство через

специальные отверстия (СО), перфорированные в эксплуатационной колонне напротив водоносного пласта.

Одним из основных критериев применения пакера-ретенера при РИР служит протяженность перетока, то есть фактически расстояние от источника перетока до целевого пласта.

При планировании РИР с пакером-ретенером протяженность перетока должна быть не менее 10 метров. В этом случае использование ретенера позволяет оставить достаточный зумпф для последующего проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) без разбуривания ретенера (минимум 6-7 м), обеспечить уверенную посадку пакера в необходимом интервале (1,5-2 м).

Применение пакеров-ретенеров позволяет предотвратить негативное воздействие тампонажных составов на продуктивную часть пласта и обеспечить направленное воздействие на источник перетока (пласт-обводнитель).

В качестве наглядного примера реализации технологии РИР с применением пакера-ретенера рассмотрим опыт выполнения изоляционных работ на скважине №7407Г Таймурзинского месторождения нефтегазодобывающего управления «Чекмагушнефть».

Скважина была пробурена в феврале 2014 года и по состоянию на 01.06.2014 г. находилась в освоении после бурения. Продуктивный пласт – СVI. Были вскрыты следующие интервалы: 1469,2-1478,5 и 1486-1491,2 метров. При освоении также были испытаны пласт СТ1 турнейского яруса (открытый ствол). Пласт СТ1 был отключен взрыв-пакером и цементным мостом, установленным на глубине 1545 метров.

Данные ПГИ позволили установить заколонный переток в интервале 1491,2-1560 м. В марте 2014 года были проведены работы по ликвидации ЗКЦ. Учитывая значительную протяженность перетока (68,8 м), работы было решено провести с перфорацией СО и закачкой тампонажного состава через пакер-

ретенер. Специальные отверстия для ликвидации ЗКЦ были перфорированы в интервале 1521-1525 м, после чего была проведена соляно-кислотная обработка (СКО).

После прострелочно-взрывных работ и СКО спуском технологического пакера ПРО-ЯМО определили наличие циркуляции через СО по заколонному пространству и приемистость СО. Также были проведены работы по закачке цементного раствора в заколонное пространство: текущий забой после ремонта – 1505 м, на глубине 1510 м установлен пакер-ретенер ПРЗ-140. После РИР был произведен монтаж и спуск глубинного насосного оборудования, после чего скважину ввели в эксплуатацию.

С 1 по 9 мая 2014 года в скважине проводился комплекс геофизических исследований скважины. Данные исследований свидетельствуют об удовлетворительном качестве сцепления цемента с колонной и породой. Отмечен заколонный переток ниже с глубины 1491,2 м. В интервале 0-250 м колонна опрессована под давлением 8 МПа.

По результатам ПГИ были запланированы и проведены повторные РИР по ликвидации ЗКЦ. В интервале 1521-1523 м повторно простреляны специальные отверстия.

После проведения РИР скважина введена в пробную эксплуатацию с дебитом жидкости $8,7 \text{ м}^3 / \text{сут}$, нефти – $5,4 \text{ т/сут}$ и обводненностью – 29,9%. По состоянию на 01.11.14 г. сокращение объема попутно добываемой воды составило около тысячи кубометров, а дополнительная добыча нефти достигла 339 тонн [15].

2 ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

2.1 Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ

2.1.1 Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости

Ликвидацию ЗКЦ необходимо проводить смолами либо цементом. Для повышения устойчивости экранов из смолы или цемента, а также для дополнительной изоляции водопритока используются гелеобразующие составы, которые закачиваются в водонасыщенный пласт.

Существуют различные технологии закачки составов при ликвидации ЗКЦ. В рамках предлагаемой модели рассмотрены две технологии:

- закачка составов через существующий интервал перфорации. При этом составы попадают и в водонасыщенный, и в нефтенасыщенный пласт, а селективность обработки довольно низкая;
- изоляция (как правило, цементом) существующего интервала перфорации и закачка тампонажных материалов через специальные отверстия в водонасыщенном пласте. Селективность обработки при этом возрастает, однако, создание специальных отверстий при этом может повредить колонну и привести к дополнительному растрескиванию цементного кольца [16].

В случае закачки тампонажных составов через специальные отверстия если при цементировании перфорационных отверстий в нефтенасыщенном пласте часть состава попала в трещину и заизолировала ее, то при закачке изоляционных материалов в водонасыщенный пласт они сформируют экран только в нем. Если же герметизации трещины при цементировании перфорационных отверстий не произошло, то необходимо рассматривать формирование экранов в обоих пластах.

В качестве тампонажных составов должны использоваться смолы и цементы, а для повышения защиты – гелеобразующие составы. При этом

должен иметь место вынос гелевого экрана из нефтенасыщенного пласта, а радиус водоизоляционных экранов из отверждающихся составов в нефтенасыщенных участках пласта не должен превышать глубины отверстий последующей перфорации.

На рисунке 9 представлена блок-схема составления дизайна РИР по ликвидации ЗКЦ жидкости.

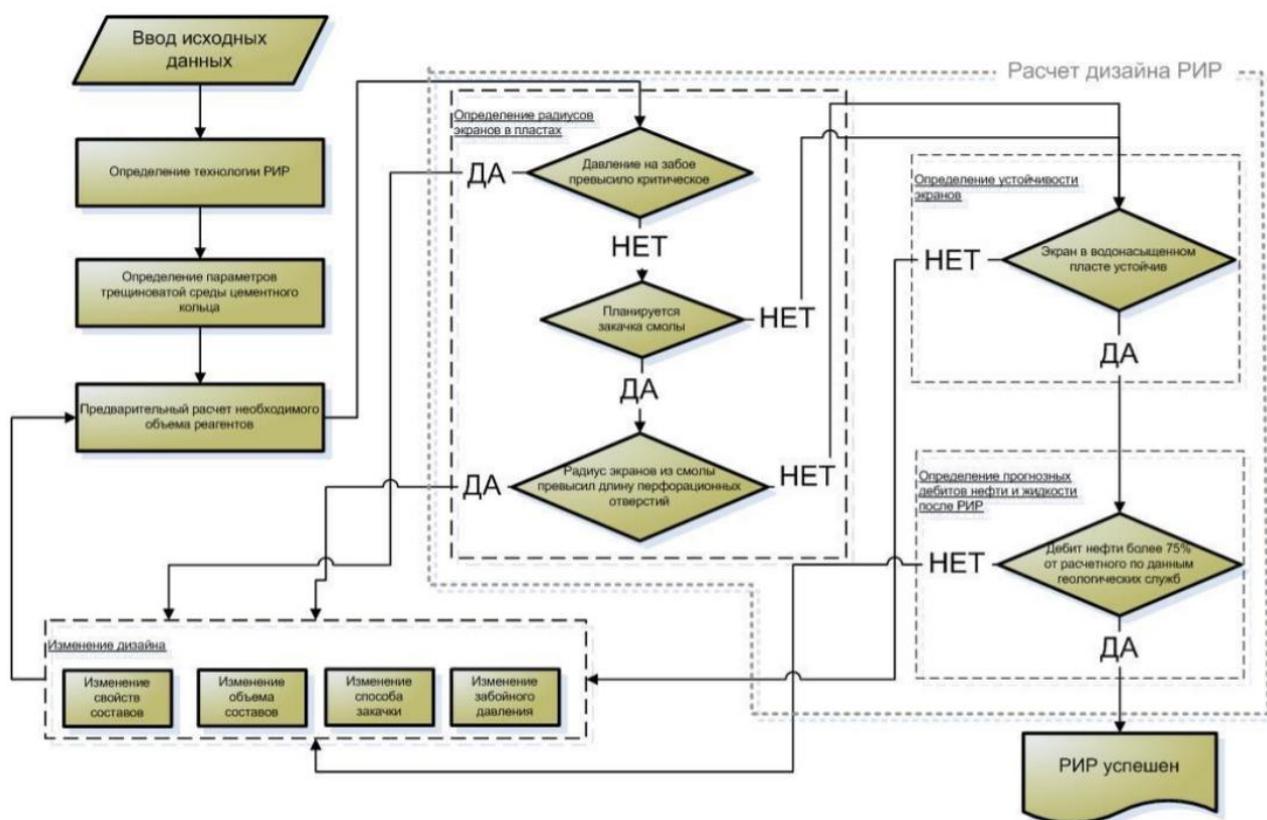


Рисунок 9 – Блок-схема для уточнения дизайна ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции с использованием математической модели [16]

Далее выбирается технология РИР с учетом матрицы выбора (рисунок 10). При этом используются данные: направление перетока, толщина отключаемого пласта, удельная приемистость объекта изоляции, допустимая депрессия на объект изоляции.

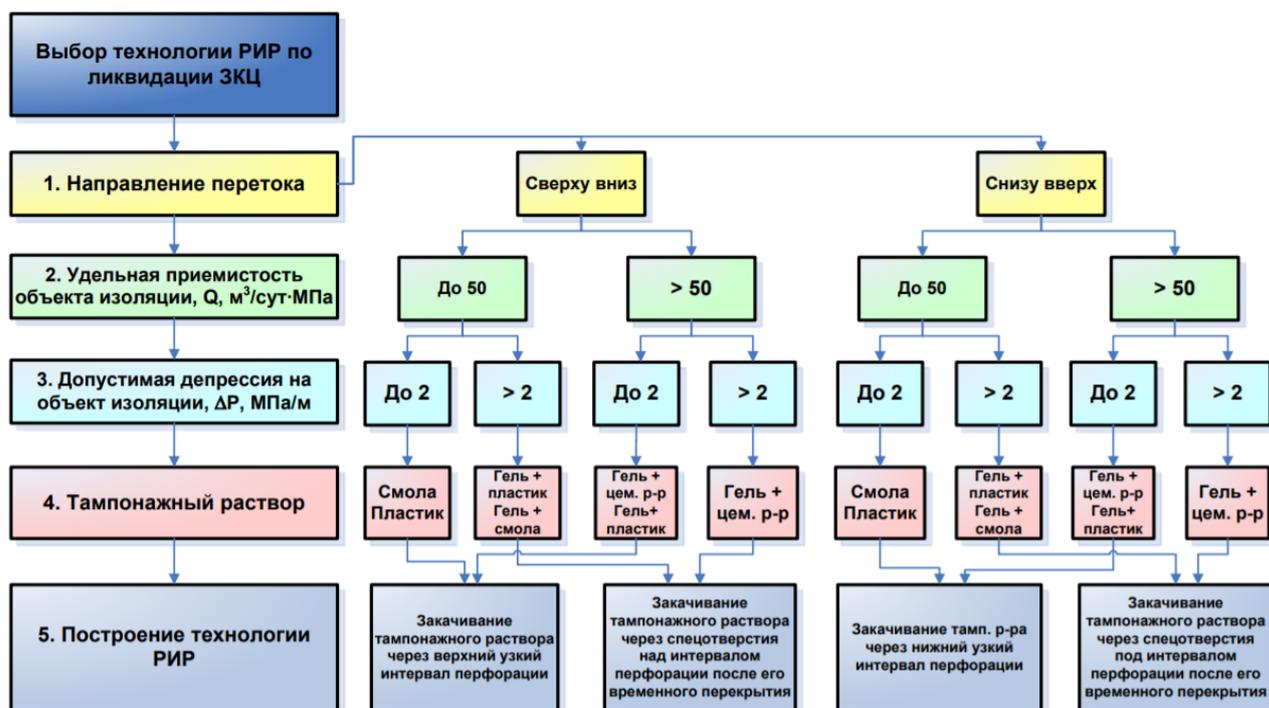


Рисунок 10 – Матрица выбора технологий ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости [16]

2.1.2 Выбор технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны

На практике возможны три типа нарушения герметичности ЭК:

- одиночное повреждение;
- множественные повреждения ЭК в некотором интервале водонасыщенного пласта;
- изолированная трещина, распространенная на некоторый интервал водонасыщенного пласта вдоль образующей колонны.

Во всех трех случаях для моделирования ликвидации водопитока в добывающую скважину используется плоскорадиальная модель фильтрации.

Последовательность действий при составлении дизайна ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны:

1. Выбрать технологию РИР с учетом матрицы выбора (рисунок 11). При этом используются следующие исходные данные: толщина отключаемого

пласта, удельная приемистость объекта изоляции, допустимая депрессия на объект изоляции.

2. Если технология подразумевает закачивание тампонажных составов, следует определить свойства выбранных составов и произвести предварительную оценку необходимого объема из расчета 3–15 м³ геланта на метр толщины пласта, 0,2 м³ смолы или 0,1 м³ цемента.

3. Определить эффективные параметры негерметичности эксплуатационной колонны.

4. Если выбранная технология подразумевает закачку тампонажных составов, произвести расчет закачки выбранных составов. Если какой-либо из составов не получается закачать по причине возрастания давления на забое, то изменить объем закачки на меньший, либо реагент на обладающий меньшей плотностью, и провести повторный расчет радиусов.

5. Зная размер экранов, произвести расчет их устойчивости. В случае если экран в водонасыщенном пласте и в трещинах цементного кольца оказался неустойчивым, изменить объем состава или подобрать состав с более высокими прочностными свойствами: гелант с большим статическим напряжением сдвига, смолу или цемент – с большей адгезией и прочностью.

6. Произвести расчет дебитов пластовых флюидов с учетом устойчивости экранов. Если прирост дебита нефти составляет менее 75% расчетного по данным геологических служб, то РИР считаются неэффективными. В этом случае рекомендуется снижение давления на забое и повторный расчет эффективности РИР, а при необходимости – смена объемов и свойств тампонажных составов

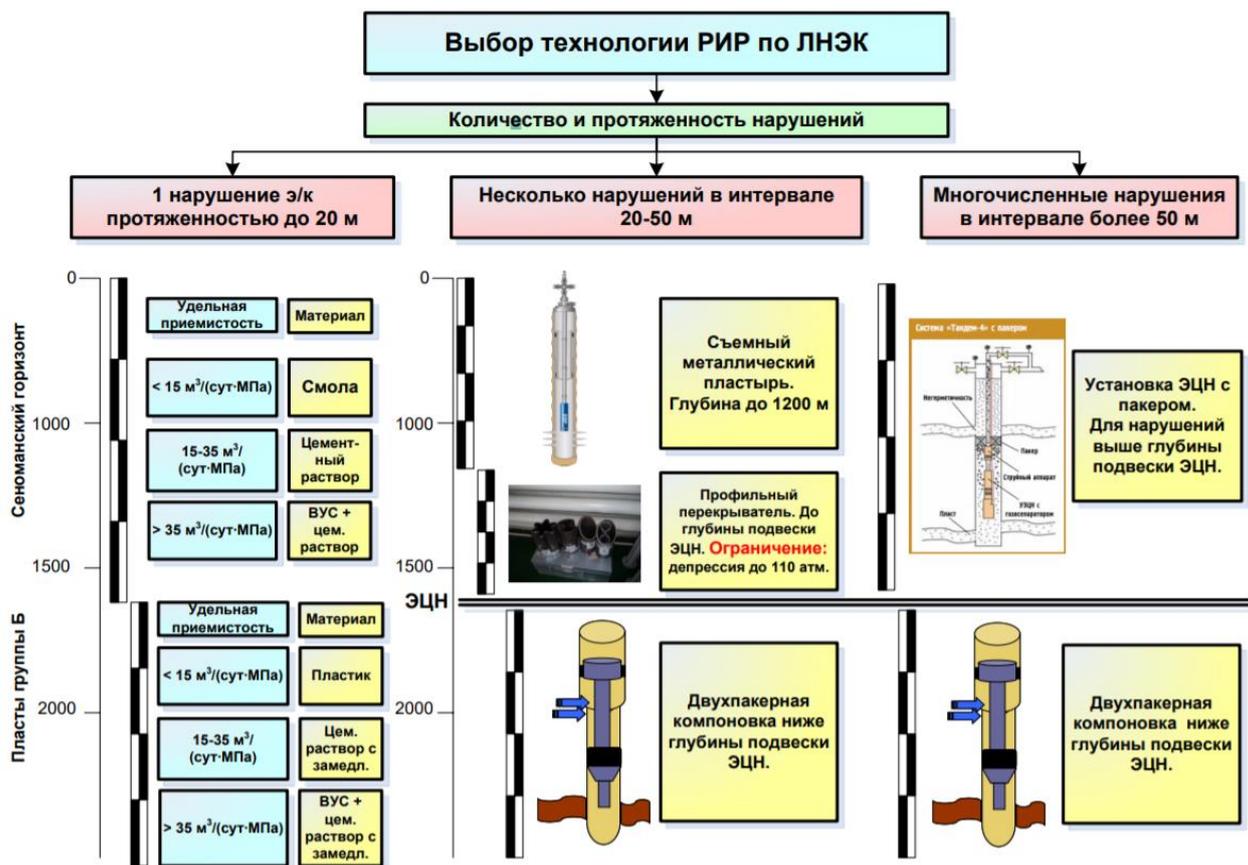


Рисунок 11 – Матрица выбора технологий ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонной циркуляции жидкости [16]

2.2 Технология установки цементного моста

Цементным мостом называется непроницаемая перемычка для нефти, газа и воды, расположенная внутри скважины. Высота может составлять несколько десятков метров, что является достаточным для надежного разобщения пространства.

В целях устранения негерметичности ЭЖ цементные мосты могут быть использованы для изоляции зон поглощения или проявления, а также для перехода на вышележащие горизонты.

Существуют следующие способы установки мостов в скважине:

- закачка тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ);
- закачка раствора с применением двух разделительных пробок;

- закачка раствора в интервал установки моста под давлением;
- с использованием разделительного пакера;
- с использованием цементирующей желонки.

Рассмотрим балансовый способ. При установке цементных мостов в непоглощающих скважинах, прежде всего их промывают в течении 1,5-2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и в затрубном пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20-30 м и ожидают затвердевание цемента. По истечении времени ожидания затвердевания цемента проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста - опрессовкой.

Перед установкой цементных мостов в поглощающих скважинах (приемистость более $7 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$) необходимо использовать измельченные, закупоривающие материалы с размерами частиц 5-10 мм (древесные опилки, волокно и т.д.) для ограничения поглощения. Закачивание закупоривающего материала продолжают до восстановления полной циркуляции. После этого сразу устанавливают цементный мост.

Определение технологических параметров по установке разделительных цементных мостов проводят по методике ВНИИКР нефти:

1. Высота цементного моста должна удовлетворять условию:

$$H_{\tau} = \frac{Q^2}{\pi D \tau_c} \geq H_{min} \quad (1)$$

где Q – осевая нагрузка на мост от массы труб или перепада давления;

H_{min} – требуемая минимальная высота моста;

τ_c – касательная напряжения при сдвиге моста (таблица 3).

Таблица 3 – Количественные показатели качества мостов

Условия и способ установки моста	В обсаженной скважине		В необсаженной скважине	
	grad p, МПа/м	τ_c , МПа	grad p, МПа/м	τ_c , МПа
с применением скребков и буферных жидкостей	5,0	1,00	2,0	0,50
с применением буферных жидкостей	2,0	0,50	1,0	0,05
без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05	0,5	0,01

2. Объем цементного раствора рассчитывается по формуле:

$$V = H_{\tau} \cdot F + V_{\tau} \cdot (C_0 + C_1 + C_2 + C_3), \quad (2)$$

где F – площадь сечения скважины;

V_{τ} – объем НКТ или бурильных труб;

C_0 – коэффициент, учитывающий случайные ошибки при продавливании тампонирующей смеси в скважину (если средства контроля за движением жидкостей не используются, то $C_0 = 0,02-0,03$);

C_1, C_2, C_3 – коэффициенты (таблица 4).

Таблица 4 – Расчетные коэффициенты

Название коэффициента	Обозначение	Значения для бурильных труб		Значения для НКТ	
		Тип буферной жидкости			
		вода	нет	вода	нет
Потери цементного раствора на стенках труб	C_1	0,01	0,03	–	0,01
Потери цементного раствора в результате смешения с соседней жидкостью на I границе	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
То же на II границе	C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
Потери буферной жидкости при движении по заливочной колонне	C_4	0,02	–	0,02	–
То же при движении по кольцевому пространству	C_5	0,40	–	0,40	–

3. Объем продавочной жидкости:

$$V_{\pi} = V_{\tau} \cdot \left(1 - \frac{H_{\tau} \cdot f}{V_{\tau}} - C_1 - C_3\right), \quad (3)$$

где f – площадь сечения труб.

4. Объемы буферной жидкости, закачиваемой перед цементным раствором V_{61} и после него V_{62} равны:

$$V_{61} = V_{62} = C_4 \cdot V_{\tau} + C_5 \cdot H_{\tau} \cdot F, \quad (4)$$

где C_4, C_5 – коэффициенты (таблица 4).

Если цементный мост требуемой высоты установить невозможно, то следует применить тампонажные материалы с более высокими физико-механическими показателями или использовать технические средства.

2.3 Расчет эффективности ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны методом тампонирувания

Ниже представлена последовательность действий для расчета эффективности процесса РИР по устранению негерметичности ЭК методом тампонирувания под давлением (рисунок 12).

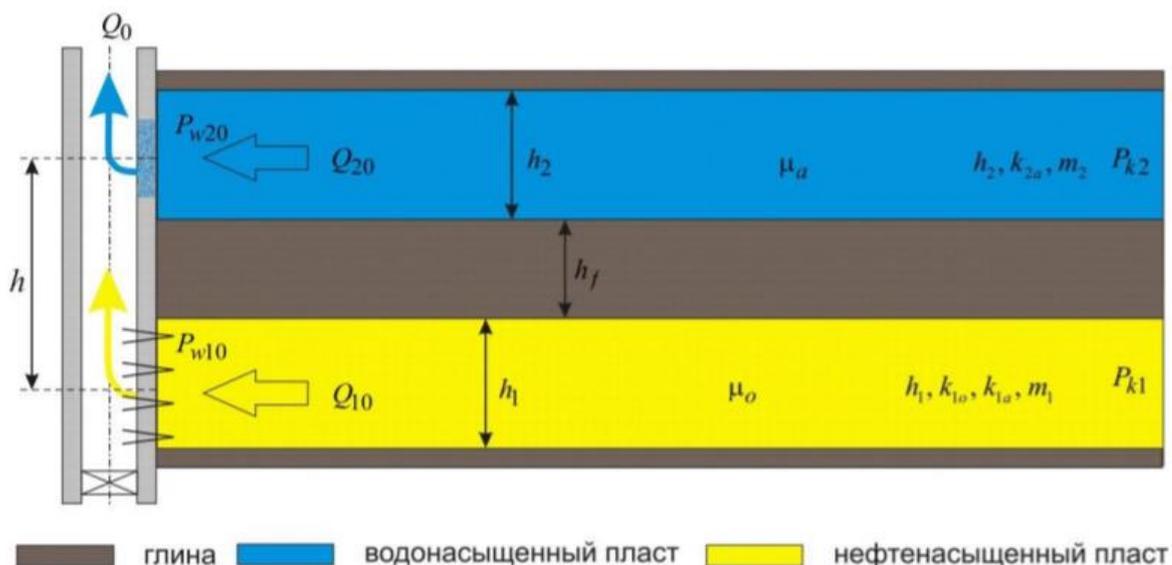


Рисунок 12 – Геометрия задачи [16]

1. Определить скин-фактор \tilde{s}_1 , учитывающий загрязнение призабойной зоны нефтенасыщенного пласта и несовершенство его вскрытия:

$$\tilde{s}_1 = \frac{2\pi k_{10} h_1 (p_{k1} - \tilde{p}_{w1})}{\mu_0 (1 - \tilde{\eta}) \tilde{Q}} + 0.5 - \ln(R_k / R_w), \quad (5)$$

где \tilde{s}_1 - скин-фактор в продуктивном пласте до обводнения;

k_{10} - проницаемость по нефти нефтенасыщенного пласта для вертикальной скважины (ВС), м²;

h_1 - толщина продуктивного пласта, м;

p_{k1} - давление на контуре питания в продуктивном пласте до резкого обводнения скважины, Па;

\tilde{p}_{w1} - давление на забое до резкого обводнения скважины, Па;

μ_0 - скорость течения тампонажный материал (ТМ) во входном сечении, м/с;

$\tilde{\eta}$ - обводненность продукции до обводнения скважины;

\tilde{Q} - дебит жидкости до резкого обводнения, м³/сут;

R_k - радиус контура питания, м;

R_w - радиус долота, м.

2. Определить коэффициент гидравлического трения $\lambda_{lt}(Re_{lt})$ при течении в НКТ соответственно для ламинарных и турбулентных режимов течения:

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda_{lt} = \frac{64}{Re_{lt}}, \\ \lambda_{lt} = 0.0032 + \frac{0.221}{Re_{lt}^{0.237}}, \end{array} \right. \quad (6)$$

$$Re_{lt} = \frac{4\rho_a Q_{lt}}{\pi\mu_a D_{in}} \quad (7)$$

где λ_{lt} - коэффициент гидравлического сопротивления при течении воды по

НКТ при проведении теста на поглотительную способность интервала изоляции;

Re_{lt} - число Рейнольдса при течении воды в ЭК при проведении теста на приемистость;

ρ_a - плотность закачиваемой воды, кг/м³;

Q_{lt} - постоянный расход при тестировании водонасыщенного пласта на поглотительную способность, м³/сут;

μ_a - вязкость воды, Па *с;

D_{in} - внутренний диаметр НКТ, м.

3. Найти значение забойного давления в конце теста на приемистость:

$$p_{w2}^{lt} = p_{wh}^{lt} + \rho_a g H_{NKT} - 8 H_{NKT} \lambda_{lt} (Re_{lt}) \frac{\rho_a Q_{lt}^2}{\pi^2 D_{in}^5} \quad (8)$$

где p_{w2}^{lt} - забойное давление в водонасыщенном пласте в конце теста на

поглотительную способность, Па;

p_{wh}^{lt} - конечное устьевое давление в водонасыщенном пласте в тесте на поглотительную способность, Па;

g - напряженность поля тяжести, м/с²;

H_{NKT} - глубина спуска НКТ, м.

4. Определить интегральную величину скин-фактора в призабойной зоне водонасыщенного пласта:

$$3 \quad s_2^{lt} = \frac{2\pi k_{2a} h_2}{\mu_a Q_{lt}} (p_{w2}^{lt} - p_{k2}) - \ln \frac{R_k}{R_w}, \quad (9)$$

где s_2^{lt} - скин-фактор призабойной зоны водонасыщенного пласта, вычисляемый из теста на приемистость;

k_{2a} - проницаемость по воде водонасыщенного пласта для вертикальной скважины, м²;

h_2 - толщина водонасыщенного пласта, гидродинамически связанного со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК или адаптера, м;

p_{k2} - давление на контуре питания в водонасыщенном пласте до резкого обводнения скважины, Па;

5. Найти зависимость радиуса проникновения водоизолирующего материала в пласт от времени:

$$r(t) = \sqrt{R_t^2 + \frac{Q t}{\pi h_2 m_2}}, \quad (10)$$

где $r(t)$ - радиус возмущенной зоны в водонасыщенном пласте, гидродинамически связанном со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК или адаптера, м;

R_t^2 - радиуса проникновения водоизолирующего материала, м;

k_{2a} - проницаемость по воде (и геланту) водонасыщенного пласта для вертикальной скважины, м²;

m_2 - средневзвешенная пористость водонасыщенной зон пласта по стволу горизонтальной скважины.

6. Найти зависимость изменения забойного давления со временем при закачке тампонажного материала в водонасыщенный пласт:

$$p_{w2}(t) = p_{k2} + \frac{Q\mu(t)}{2\pi h_2 k_{2a}} \left[\ln \frac{r(t)}{R_w} + s \frac{lt}{2} \right] + \frac{Q\mu_a}{2\pi h_2 k_{2a}} \ln \frac{R_k}{r(t)}, \quad (11)$$

где p_{w2} - давление в призабойной зоне нефте- и водонасыщенного пласта соответственно при закачке реагентов, Па;

Q - расход ТМ при закачивании, м³/сут;

$\mu(t)$ - вязкость ТМ, Па*с;

h_2 - толщина водонасыщенного пласта, гидродинамически связанного со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК, м;

k_{2a} - проницаемость по воде (и геланту) водонасыщенного пласта для ВС, м²;

$r(t)$ - радиус возмущенной зоны в водонасыщенном пласте, гидродинамически связанном со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК, м;

R_w - радиус долота, м;

s - площадь поперечного сечения цементного кольца, м²

l - максимальная глубина перфорационных отверстий, м

R_k - радиус контура питания, м

7. Найти время течения тампонажного материала в НКТ:

$$T_{НКТ} = \pi D_{in}^2 H_{НКТ} / 4Q, \quad (12)$$

где T_{NKT} – время нахождения ТМ в НКТ, с;

D_{in} – внутренний диаметр НКТ, м;

H_{NKT} – глубина спуска НКТ, м

8. Найти среднюю по времени закачки плотность тампонажного материала:

$$\tilde{\rho} = \frac{1}{T_{NKT}} \int_0^{T_{NKT}} \rho(t) dt, \quad (13)$$

где $\tilde{\rho}$ – средняя по времени закачки плотность ТМ

ρ – плотность ТМ, кг/м³;

d - внутренний диаметр ЭК, м

и среднюю динамическую вязкость тампонажного материала:

$$\tilde{\mu} = \frac{1}{T_{NKT}} \int_0^{T_{NKT}} \mu(t) dt, \quad (14)$$

где $\tilde{\mu}$ - средняя динамическая вязкость ТМ в НКТ в процессе закачивания, Па*с

9. Найти коэффициент гидравлического трения $\lambda(Re)$ при течении в НКТ при закачке ТМ соответственно для ламинарных и турбулентных режимов течения:

$$\begin{cases} \lambda = \frac{64}{Re}, & Re \leq 2500; \\ \lambda = 0.0032 + \frac{0.221}{Re^{0.237}}, & Re > 2500, \end{cases} \quad (15)$$

$$Re = \frac{4\tilde{\rho}Q}{\pi\tilde{\mu}D_{in}}, \quad (16)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении ТМ в НКТ в процессе его закачивания;

Re – число Рейнольдса при течении ТМ в НКТ

10. Определить объем тампонажного материала, потерянный за счет прилипания на стенках НКТ:

$$\Delta V_{NKT} = \pi D_{in}^2 \frac{1}{\sqrt{Re}} H_{NKT}, \quad (17)$$

где $\Delta V_{\text{НКТ}}$ - объем ТМ, потерянный за счет прилипания на стенки НКТ при закачке, м³;

11. Определить зависимость устьевого давления от времени при закачке тампонажного материала через НКТ:

$$p_{wh}(t) = p_{w2}(t) - \rho g H_{\text{НКТ}} + 8 H_{\text{НКТ}} \lambda(Re) \frac{\rho Q^2}{\pi^2 D_{in}^2}, \quad (18)$$

где $p_{wh}(t)$ – давление на устье скважины при закачивании ТМ в момент времени t , Па;

$p_{w2}(t)$ – давление в призабойной зоне нефте- и водонасыщенного пласта соответственно при закачке реагентов, Па;

g - напряженность поля тяжести, м/с²

где забойное давление $p_{w2}(t)$ рассчитывается по формуле (11), а гидравлическое сопротивление $\lambda(Re)$ по формулам (15) и (16).

12. Расчет забойного давления по формуле (11) прекращается, когда значение забойного давления $p_{w2}(t)$ превышает некоторое пороговое давление, то есть выполняется неравенство $p_{w2}(t) \geq p_{cr}$, где за пороговое давление p_{cr} принять наименьшее из давлений гидроразрыва пласта и давления опрессовки колонны.

13. Определить минимально необходимый объем цементного раствора (в кубических метрах), необходимый для восстановления цементного камня в заколонном пространстве и установки цементного моста в эксплуатационной колонне:

$$V_{cem} > \Delta V + 10^{-3} (13 h_c) = \\ = \pi h_2 (D_w^2 - D_e^2) / 4 + 13 \left[(H_{Nd} + 10) - (H_{Nup} - \frac{20}{30}) \right] 10^{-3}, \quad (19)$$

где V_{cem} – минимальный объем цементного раствора, необходимый для заполнения заколонного пространства в водонасыщенном интервале и установки цементного моста, м³

ΔV – объем заколонного пространства в водонасыщенном интервале, м³;

h_c - высота цементного моста, м;

h_2 - толщина водонасыщенного пласта гидродинамически связанного со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК или адаптера, м;

D_w – внутренний диаметр ствола скважины, м;

D_e – внутренний диаметр обсадной трубы, м;

H_{Nd} – нижняя граница интервала негерметичности, м;

H_{Nup} - верхняя граница интервала негерметичности, м

14. В случае использования только цементных растворов проверить «абсолютную» устойчивость тампонажного экрана при добыче после РИР. Для этого сравнить депрессию на тампонажный экран с адгезией металла ЭК с цементом $A_{c,m}$ и с прочностью цемента σ_c , т.е. проверить одновременное выполнение неравенств:

$$\begin{cases} p_{k2p} - p_{w2p} < A_{c,m} \\ p_{k2p} - p_{w2p} < \sigma_c \end{cases} \quad (20)$$

где p_{w2p} – давление на забое в области изолированного водонасыщенного интервала после РИР при эксплуатации скважины, Па;

$A_{c,m}$ – адгезия цемента с металлом ЭК, Па;

σ_c - прочность цемента, Па

15. В случае использования смолы проверить условие «абсолютной» устойчивости тампонажного экрана (рисунок 13) в водонасыщенном пласте при добыче после РИР. Для этого сравнить депрессию на тампонажный экран с адгезией металла ЭК со смолой $A_{tm,m}$ и с прочностью смолы σ_t , т.е. проверить одновременное выполнение неравенств:

$$\begin{cases} p_{k2p} - p_{w2p} < A_{tm,m} \\ p_{k2p} - p_{w2p} < \sigma_t \end{cases} \quad (21)$$

где $A_{tm,m}$ - адгезия смолы или цемента с металлом ЭК, Па

σ_t – прочность смолы, МПа

16. В случае закачки геланта с последующим докреплением смолой или цементом проверить условие устойчивости гелевого барьера при добыче после РИР. Для этого сравнить депрессию на тампонажный экран с адгезией

металла ЭК с (докрепляющим) тампонажным материалом $A_{tm,m}$ и предельным градиентом давления, связанным со статическим напряжением сдвига вязкопластического геля τ , т.е. проверить одновременное выполнение неравенств:

$$\begin{cases} p_{k2p} - p_{w2p} < A_{tm,m} \\ p_{k2p} - p_{w2p} < \frac{\alpha R \tau}{\sqrt{k_{2a}}} \end{cases} \quad (22)$$

где α – коэффициент пропорциональности, для каждого геля (геланта) определяемый эмпирически [17].

$A_{tm,m}$ – адгезия смолы или цемента с металлом ЭК, Па;

R – конечная координата внешней границы ТМ для ВС, м;

τ – статическое напряжение сдвига вязкопластического геля, кПа

k_{2a} – проницаемость по воде (и геланту) водонасыщенного пласта для ВС, m^2

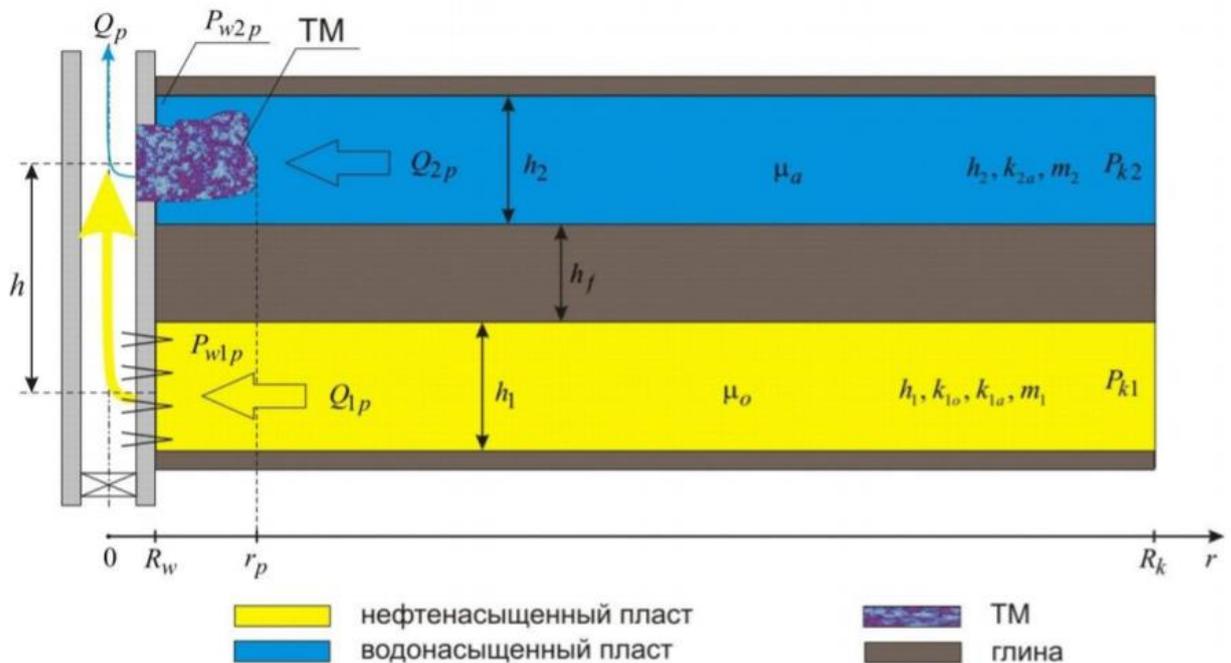


Рисунок 13 – Схема работы скважины после ремонтно-изоляционных работ.

Определение устойчивости тампонажного экрана [16]

17. Определить скин-фактор призабойной зоны нефтенасыщенного пласта, учитывающий влияние обводненности на дебит добывающей скважины:

$$s_{10} = \frac{2\pi k_{10} h_1 (p_{k1} - p_{w10})}{\mu_o (1 - \eta_o) Q_o} + 0.5 - \ln(R_k / R_w), \quad (23)$$

где s_{10} – суммарный скин-фактор в продуктивном пласте до РИР;

k_{10} – проницаемость по нефти нефтенасыщенного пласта для ВС, м²;

h_1 – толщина продуктивного пласта, м;

p_{w10} – давление в призабойной зоне нефте- и водонасыщенного пласта соответственно при эксплуатации после резкого обводнения, Па;

μ_o – вязкость нефти, Па*с;

η_o – обводненность продукции до РИР после обводнения;

Q_o – дебит жидкости до РИР после резкого обводнения, м³/сут.;

R_k – радиус контура питания, м;

R_w – радиус долота, м

18. Определить скин-фактор призабойной зоны водонасыщенного пласта, который учитывает влияние обводненности на дебит жидкости:

$$s_{20} = \frac{2\pi k_{2a} h_2 (p_{k2} - p_{w20})}{\mu_a \eta_o Q_o} + 0.5 - \ln(R_k / R_w), \quad (24)$$

где s_{20} – суммарный скин-фактор в водонасыщенном пласте до РИР;

k_{2a} – проницаемость по воде (и геланту) водонасыщенного пласта для ВС, м²;

h_2 – толщина водонасыщенного пласта, гидродинамически связанного со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК или адаптера, м;

p_{w20} – давление в призабойной зоне нефте- и водонасыщенного пласта соответственно при эксплуатации после резкого обводнения, Па;

μ_a – вязкость воды, Па*с

19. Определить дебит нефти после абсолютно успешного РИР (водонасыщенный пласт полностью изолирован) согласно формуле:

$$Q_{op} = (1 - \tilde{\eta}) \frac{2\pi k_{10} h_1 (p_{k1} - p_{w1p})}{\mu_o \left[\ln\left(\frac{R_k}{R_w}\right) + \tilde{s}_1 - 0.5 \right]}, \quad (25)$$

где скин-фактор \tilde{s}_1 вычисляется по формуле (1).

Q_{op} – дебит нефти после РИР, м³/сут.;

$\tilde{\eta}$ – обводненность продукции до обводнения скважины;

p_{w1p} – давление на забое после РИР при эксплуатации скважины, Па

20. Определить дебит жидкости для случая абсолютно успешного РИР:

$$Q_p = Q_{1p} = \frac{2\pi k_{10} h_1 (p_{k1} - p_{w1p})}{\mu_o \left[\ln\left(\frac{R_k}{R_w}\right) + \tilde{s}_1 - 0.5 \right]}, \quad (26)$$

где Q_p – дебит жидкости после РИР, м³/сут.;

Q_{1p} – дебит жидкости из нефтенасыщенной зоны продуктивного пласта после РИР, м³/сут.

21. Определить дебит жидкости из нефтенасыщенного пласта после абсолютно неуспешного РИР (подразумевающего, что водонасыщенный пласт абсолютно не изолирован) согласно формуле:

$$Q_{1p} = \frac{2\pi k_{10} h_1 (p_{k1} - p_{w1p})}{\mu_o \left[\ln\left(\frac{R_k}{R_w}\right) + s_{10} - 0.5 \right]}, \quad (27)$$

где скин-фактор S_{10} вычисляется по формуле (21).

22. Определить забойное давление p_{w2p} в водонасыщенном пласте после РИР по формуле:

$$p_{w2p} = p_{w1p} - \rho_a g h_{12} - 8 h_{12} \lambda_p (\text{Re}_p) \frac{\rho_a Q_{1p}^2}{\pi^2 D_t^5}, \quad (28)$$

где p_{w2p} – давление на забое в области изолированного водонасыщенного интервала после РИР при эксплуатации скважины, Па;

h_{12} – расстояние между центром интервала негерметичности колонны серединой толщины продуктивного пласта, м;

$\lambda_p (Re_p)$ – коэффициент гидравлического сопротивления при течении пластовых флюидов в НКТ при добыче после РИР;

Q_{1p} – дебит жидкости из нефтенасыщенной зоны продуктивного пласта после РИР, м³/сут.;

D_t - внутренний диаметр ЭК, м

23. Определить коэффициент гидравлического сопротивления при движении воды в ЭК по формуле:

$$Re \leq 2300$$
$$Re_p = \frac{4\rho_a Q_{1p}}{\pi D_t \mu_a}, \quad (29)$$

где Re_p - число Рейнольдса при течении пластовых флюидов в НКТ при добыче после РИР.

24. Оценить дебит жидкости из водонасыщенного пласта после абсолютно неуспешного РИР согласно формуле:

$$Q_{2p} = \frac{2\pi k_{2a} h_2 (p_{k2} - p_{w2p})}{\mu_a \left[\ln\left(\frac{R_k}{R_w}\right) + s_{20} - 0.5 \right]}, \quad (30)$$

где скин-фактор s_{20} вычисляется по формуле (18).

Q_{2p} – дебит жидкости из водонасыщенной зоны продуктивного пласта после РИР, м³/сут.;

k_{2a} – проницаемость по воде (и геланту) водонасыщенного пласта для ВС, м²;

h_2 – толщина водонасыщенного пласта, гидродинамически связанного со скважиной в результате нарушения герметичности ЭК или адаптера, м;

p_{w2p} – давление на забое в области изолированного водонасыщенного интервала после РИР при эксплуатации скважины, Па

25. Вычислить общий дебит жидкости добывающей скважины после проведения абсолютно неуспешного РИР и дебит нефти по формулам:

$$Q_p = Q_{1p} + Q_{2p}; \quad (31)$$

$$Q_{op} = (1 - \tilde{\eta})Q_{1p}, \quad (32)$$

26. В зависимости от успешности РИР, реальные дебиты нефти после РИР Q_{op} лежат внутри отрезка, концы которого определяются значениями, рассчитанными по формулам (32) и (26), а дебиты жидкости лежат внутри интервала, образованного граничными значениями, определяемыми выражениями (31) и (25).

2.4 Повторная герметизация резьбовых соединений

Негерметичность резьбовых соединений может быть устранена путем доворота обсадных труб, если эта негерметичность находится в незацементированном (свободном) интервале эксплуатационной колонны. Доворот труб начинают при полностью разгруженной эксплуатационной колонне (снимают хомуты на устье скважины), затем постепенно увеличивают растягивающие усилия на колонну с помощью талевой системы и каждый раз проводят доворот. Операции продолжают до усилий, равных весу незацементированной части колонны. После этого колонну вновь плавно разгружают и снова создают растягивающее усилие, равное весу незацементированной части колонны. Эти операции повторяют 2-3 раза, затем повторяют операции по довороту труб по описанному выше способу до полного снятия усилий с талевой системы.

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны путем отвинчивания и замены негерметичных обсадных труб

Замена обсадных труб путем их отвинчивания применяют тогда, когда негерметичность колонны находится в ее незацементированной части и выше башмака предыдущей колонны (кондуктора или технической колонны). Технология работ заключается в следующем. Уточняют глубину цементного кольца за эксплуатационной колонной, проверяют наличие сальника у устья скважины. В скважину спускают НКТ с пакером шлипсовым или ПВМ и устанавливают на 10-12 м ниже негерметичности колонны. Доворачивают колонну с помощью машинных ключей до момента поворота НКТ. Это

является признаком начала вращения обсадной трубы ниже ее негерметичности и докрепления всех резьбовых соединений до пакера. Затем проводят попытку отворота колонны. Если одновременно вращаются и эксплуатационная колонна, и НКТ, то полностью отворачивают колонну. Если же колонна вращается влево, но НКТ не подвижны, то это признак отворота колонны выше пакера и, возможно, выше негерметичности. В этом случае описанные выше операции предварительного доворота и последующего отворота колонны повторяют.

Извлекаемые обсадные трубы укладывают в порядке их извлечения из скважины, нумеруют, замеряют длину, опрессовывают и отбраковывают, часть извлеченных обсадных труб используют для обратного спуска в скважину. При спуске обсадных труб пользуются клиновыми захватами, смазывают резьбовые соединения герметизирующими смазками и докрепляют их машинными ключами с крутящим моментом 1000 и 1200 кг соответственно для 146 и 168мм обсадных труб. Спускаемую колонну соединяют с оставшейся частью путем наворота. При этом нельзя разгружать колонну на муфту (или ниппель) до полного закрепления резьбы.

Если негерметичность колонны находится ниже башмака кондуктора (технической колонны), то устанавливают цементный мост высотой не менее 10м в зацементированной части колонны. Спускают НКТ и устанавливают их на цементный мост. Затем верхнюю часть НКТ извлекают из скважины с таким расчетом, чтобы верхний конец оставленных в скважине НКТ был на 15-20м выше башмака кондуктора. Натягивают колонну усилием, равным весу ее извлекаемой части. Эту операцию повторяют 5-6 раз. Колонну начинают отворачивать при натяжении импульсными поворотами ротора. Признаком развинчивания резьбового соединения является не полный поворот рабочей трубы (квадрата) в первоначальное (до начала отворота) состояние.

Нижний конец вновь спускаемой части эксплуатационной колонны оборудуют воронкой для пропуска в них оставшихся в скважине НКТ. Спуск

обсадных труб до верхнего конца оставленных НКТ проводят со скоростью не более 0,5м/с. Ввод «головы» НКТ в воронку проводят путем поворота колонны вручную с помощью цепных или шарнирных ключей. Продолжают спуск колонны с такой же скоростью. К последней спускаемой трубе или подгоночному патрубку присоединяют ведущую трубу, восстанавливают циркуляцию и при расходе насосами не более 10л/с верхний конец оставшейся в скважине колонны плавно вводят в воронку. Совпадение резьбовых соединений двух труб будет отмечаться увеличением давления. Трубы свинчивают с навеса, следя за показаниями индикатора веса. После этого с помощью труболовки извлекают находящиеся в скважине НКТ. Колонну опрессовывают, разбуривают цементный мост и скважину осваивают.

2.5 Технические решения по применению приспособлений для устранения негерметичности эксплуатационных колонн

При обнаружении места нарушения герметичности ЭК необходимо подобрать метод, с помощью которого целесообразно проводить ремонт скважины. На данный момент существует несколько технологий по устранению негерметичности колонны с применением технических устройств и тампонажных материалов. Выбор конкретного метода зависит от ряда факторов, среди которых важную роль играют геологические и гидродинамические условия. Далее будут рассмотрены существующие технологии.

Установка пакера

Наиболее простым и дешевым способом ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК) считается применение одно- или двухпакерных компоновок. Это позволяет «отрезать» интервал с дефектом колонны, через который в скважину поступает вода.

По конструкции пакеры бывают механическими и гидравлическими. Выбор того или иного типа оборудования зависит от условий его применения.

Так, механические пакеры используются преимущественно в вертикальных скважинах, поскольку посадка происходит под воздействием осевых нагрузок, которые главным образом определяются весом бурильных или насосно-компрессорных труб. Из данной особенности вытекает ограничение по минимальной глубине, на которую можно спускать пакер для его установки, так как если веса труб не хватит для полного раскрытия уплотнителя, то в дальнейшем потребуются проводить дополнительные операции.

Посадка гидравлического пакера происходит путем подачи давления в колонну НКТ. Для его снятия необходимо произвести натяжение колонн. Благодаря этой особенности гидравлические пакеры нашли широкое применение в горизонтальных и наклонных участках ствола скважины, причем без ограничения по глубине.

При наличии интервала негерметичности над перфорационными отверстиями колонны в случае эксплуатации скважины ЭЦН применяют однопакерную компоновку, как представлено на рисунке 14.

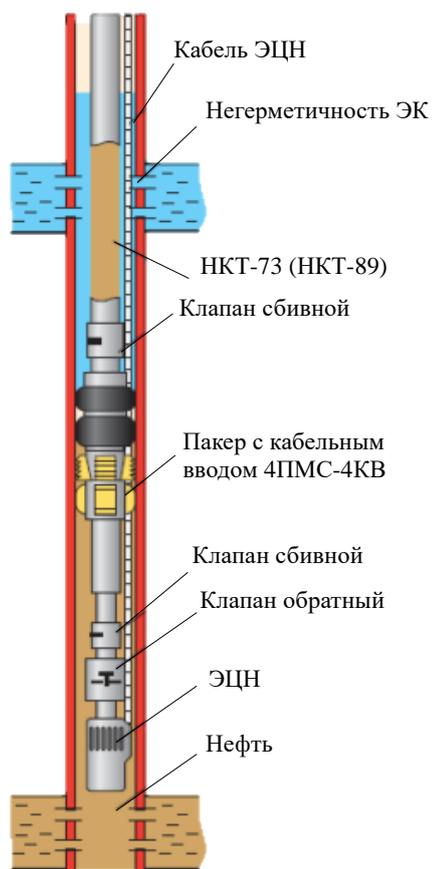


Рисунок 14 – Однопакерная компоновка

При эксплуатации скважин штанговым глубинным насосом с негерметичностью эксплуатационной колонны выше интервала перфорации применяются однопакерная компоновка или двухпакерная компоновка (рисунок 15).

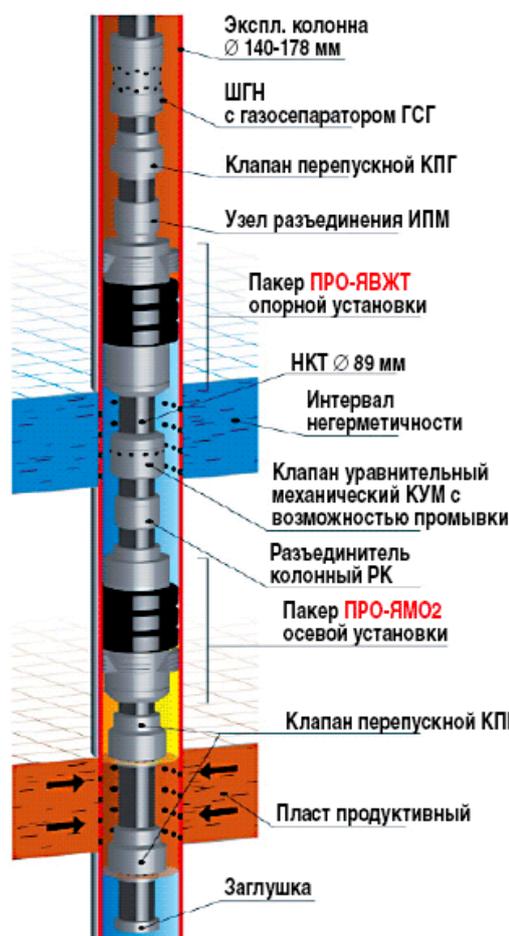


Рисунок 15 – Двухпакерная компоновка

Такой способ позволяет произвести натяжение колонны НКТ, снизив эксплуатационные затраты, и увеличить наработку подземного оборудования, а также применить технологию уменьшения обводненности продукции [18].

Также двухпакерные компоновки находят широкое применение при эксплуатации скважин ЭЦН на нескольких горизонтах и возникновении нарушений между ними.

В настоящее время широко используются пакеры-пробки и пакеры-ретенеры. Они предназначены для временного или постоянного отключения пластов или закачивания тампонажного раствора под пакер и являются разбуриваемыми инструментами. Установка таких пакеров в ствол обсадной колонны производится с помощью колонны НКТ путем создания избыточного давления внутри колонны с последующим натяжением ее до разъединения.

Процесс закачивания тампонажного раствора с использованием пакера-ретеннера представлен на рисунке 16.

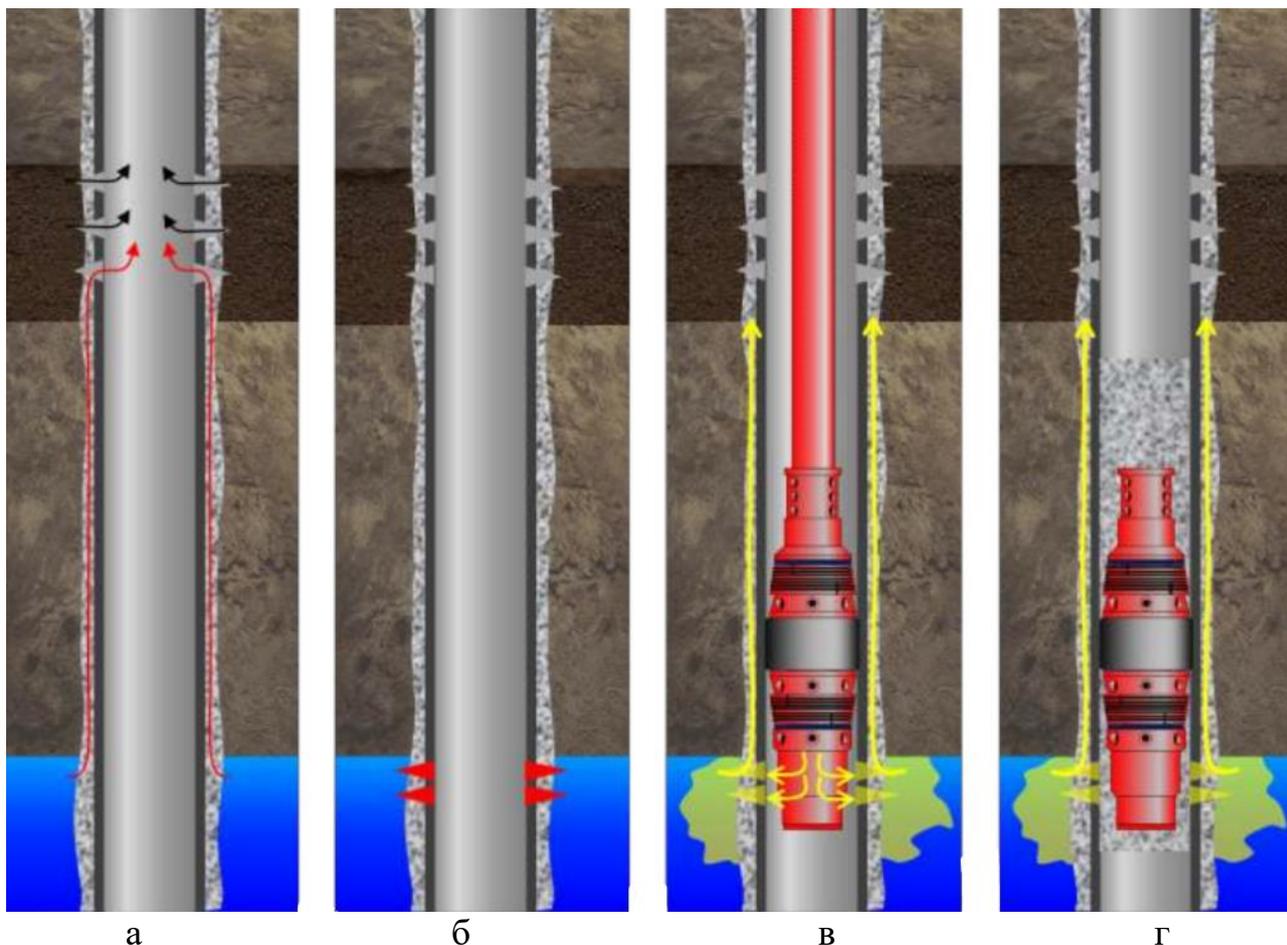


Рисунок 16 – Процесс закачивания тампонажного раствора с использованием пакера-ретеннера: а – заколонный переток с нижележащего водоносного пласта, б – прострел и стимуляция специальных отверстий, в – закачка изоляционного состава через пакер-ретеннер, г – закрепление изоляционного состава цементным раствором

Применение пакеров считается простым и очень дешевым способом по сравнению с остальными методами. Постановка происходит за одну СПО, также преимуществом является возможность снятия и извлечения пакера из скважины или его разбуривания. Конструкция может быть установлена за 140-180 часов, протяженность отключаемого участка достигает 1500 м. Метод обладает несколькими недостатками, поскольку проведение геофизических

исследований скважин по затрубному пространству или промывка скважины становятся невозможными.

Применение металлического пластыря

Металлическим пластырем называется продольно-гофрированная стальная труба, наружная поверхность которой покрыта специальным герметиком, а внутренняя – антифрикционной смазкой для снижения осевых усилий расширения. Чтобы осуществить ремонт с помощью металлического пластыря, необходимо выполнить ряд операций.

Сначала проводится шаблонирование, то есть контроль проходного диаметра в колонне. После спуска в скважину шаблон под давлением протягивается по всему интервалу в ЭК, где нарушена герметичность. Если шаблон заклинивает, или при его перемещении возникают значительные осевые нагрузки, то необходимо сбросить давление, извлечь инструмент и принять меры по восстановлению проходимости ствола скважины. Следующим этапом необходимо очистить внутреннюю поверхность колонны от цементной корки, продуктов коррозии и других загрязнений, так как это сильно влияет на процесс восстановления герметичности. Для этих целей используют гидромеханические скребки. Как правило, очистку проводят на 10 метров выше и ниже дефектного участка. Скребок спускают в нижнюю часть, в колонну НКТ подают давление, за счет чего выдвигаются плашки скребка, которые очищают поверхность колонны при движении вверх. Данную операцию повторяют 5-6 раз. Затем с помощью измерительного устройства вычисляют периметр внутренней поверхности колонны на дефектном участке, чтобы подобрать размер пластыря. Далее пластырь в сборке со специальным устройством («Дорн») спускают в интервал нарушения, жидкостью создают давление в «Дорне», и он, двигаясь вверх, расширяет и разглаживает пластырь. Данную операцию проводят не менее трех раз до полного выпрямления и прилегания металлического пластыря к стенкам колонны. Для проверки успешности выполненных работ проводят опрессовку избыточным давлением. Если

установка прошла неудачно, пластырь разрезают специальным инструментом и извлекают на поверхность. Процесс посадки металлического пластыря представлен на рисунке 17.

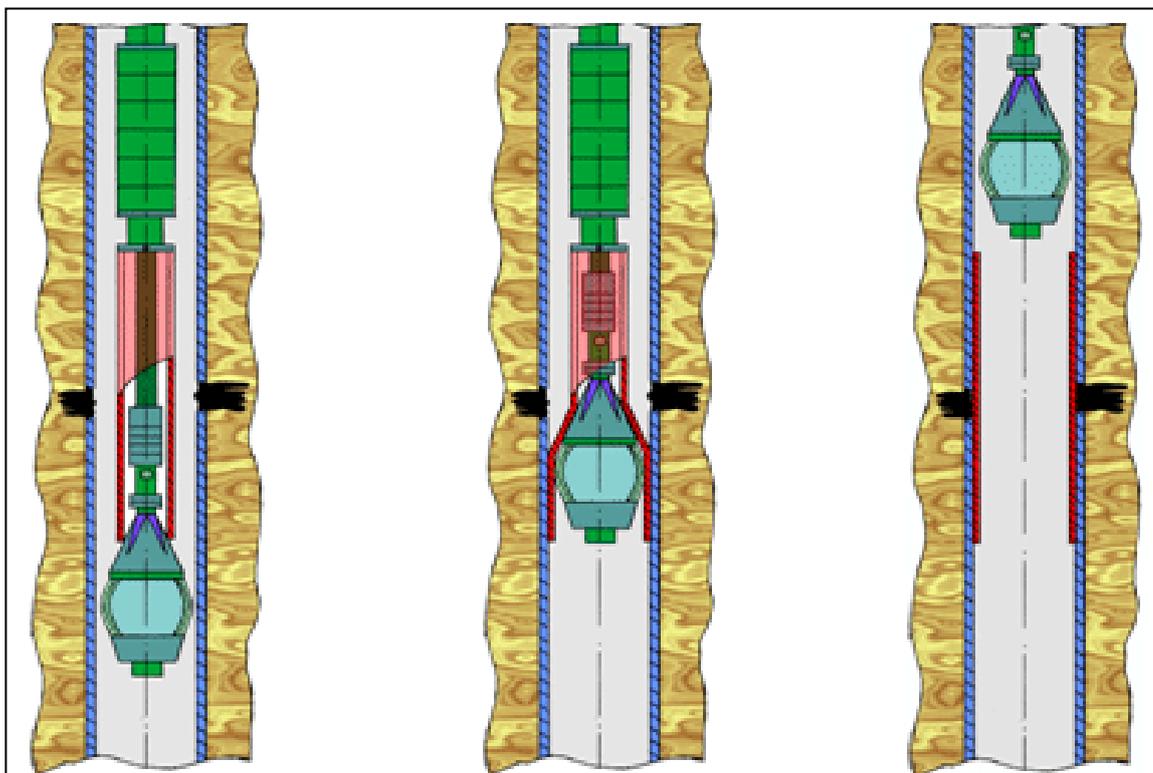


Рисунок 17 – Спуск, раскатка пластыря и конечный результат

Установленные металлические пластыри можно успешно эксплуатировать при депрессии до 10 МПа. При более высоких значениях трубы будут сминаться. Чтобы этого избежать, возможна установка двух пластырей, что позволяет увеличить значение максимальных нагрузок до двух раз.

Данная технология также отличается своей простотой и относительной дешевизной. Также преимуществом является то, что герметизировать можно участки протяженностью от одного до нескольких сотен метров. Существенным недостатком считается сужение проходного сечения ЭК.

Помимо классических стальных, существуют также извлекаемые металлические пластыри. Их компоновка несколько отличается, а технология спуска очень похожа на стандартную. Пластырь представляет собой стальной

патрубок с приваренными на концах суженными наконечниками, на которые надеты резиновые уплотнители (рисунок 18).

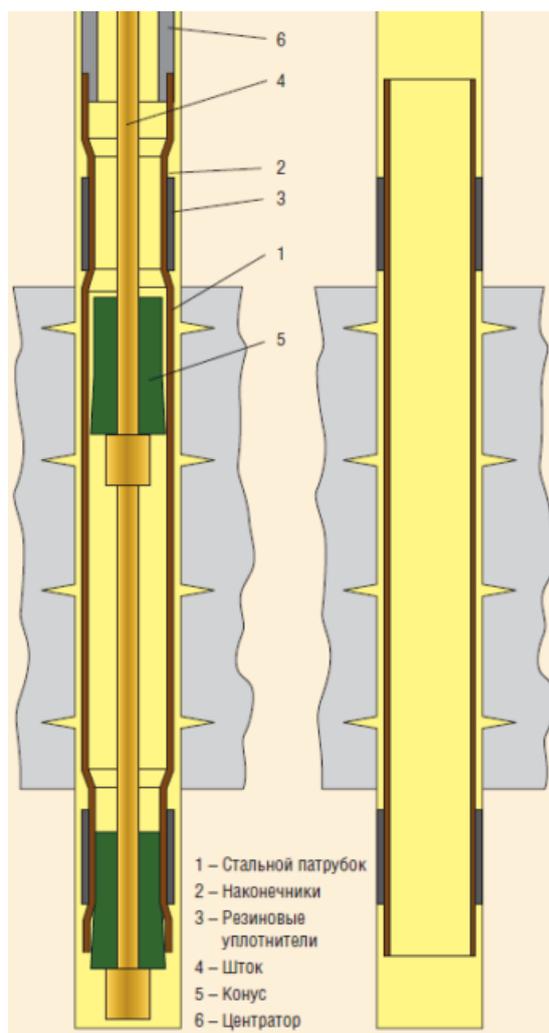


Рисунок 18 – Извлекаемый металлический пластырь

После спуска пластыря в заданный интервал лифтовых труб закачивается жидкость под давлением 18–25 МПа, за счет чего гидропривод тянет шток. Последний перемещает конус и протягивает его сначала через нижний, затем верхний наконечник. При этом верхний наконечник через центратор упирается в гидравлический привод, благодаря чему данный механизм может срабатывать независимо от обсадной колонны. Центратор обеспечивает соосность наконечника и гидропривода. После прохождения конусов через наконечники посадочный инструмент освобождается и его извлекают из скважины.

Метод установки пластыря широко используется при РИР для устранения таких дефектов, как трещины, коррозионный и механический износ, негерметичность муфтовых соединений и стыковочных устройств.

Пластырь изготавливается для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, имеет проходной диаметр 104 и 123 мм и длину до 18 м. Данная технология позволяет сократить сроки ремонта на двое-трое суток по сравнению с использованием цемента. Средняя продолжительность установки пластыря составляет 90–120 часов. Эффективность применения технологии находится на уровне 90%.

Использование колонны-«летучки»

Колонной-«летучкой» является стальная труба круглого сечения, которая спускается в ЭК, устанавливается напротив интервала негерметичности, а затем цементируется. Длина такой колонны должна быть больше длины интервала с дефектами на 20-30 метров.

«Летучка» исполняется в следующих типоразмерах:

- для ЭК 168 мм – диаметром 140 мм и толщиной стенки 5 мм;
- для ЭК 146 мм – диаметром 121 мм и толщиной стенки 5 мм.

Технология спуска следующая. После установки песчаной или глинопесчаной пробки на 15-20 метров ниже дефектного интервала и шаблонирования колонны спускают «летучку» на бурильных трубах или НКТ и цементируют ее. Затем закачивают расчетный объем цементного раствора и продавочной жидкости и после этого способом обратной промывки вымывают излишний цементный раствор через шариковый клапан переводника. Близкое расположение каналов к воронке обеспечивает удаление цементного раствора из пространства выше воронки, благодаря чему исключается прихват цементом переводника и бурильных труб.

После затвердения цемента отвинчивают колонну бурильных труб, извлекают ее из скважины, определяют высоту подъема цемента за «летучкой» и испытывают ее на герметичность. Затем разбуривают цементную пробку,

промывают скважину для удаления пробки, перекрывающей отверстия фильтра. На этом ремонт заканчивается. Конечный вид установленной колонны-«летучки» приведен на рисунке 19.

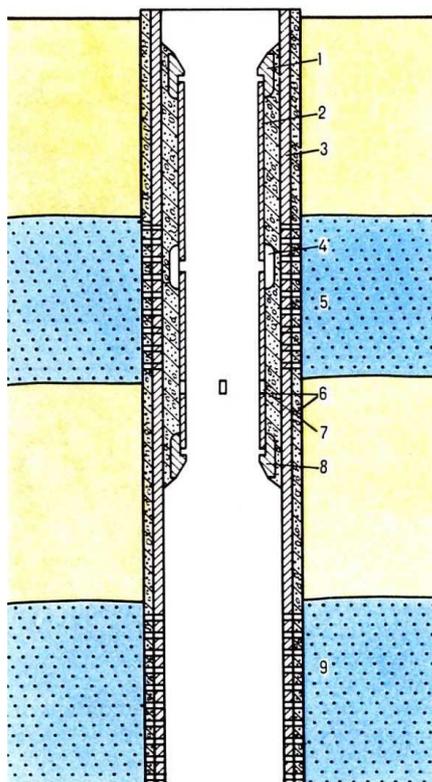


Рисунок 19 – Схема установленной колонны-«летучки»: 1– воронка; 2 – колонна-«летучка»; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – муфта-центратор; 5 – интервал водопритока; 6 – цементный камень; 7 – промывочные отверстия; 8 – башмак с фаской; 9 – эксплуатируемый объект.

Преимущество использования «летучки» заключается в том, что за одну СПО можно отремонтировать достаточно протяженный участок. Но, как и пластырь, дополнительная колонна сужает диаметр ЭК. Помимо этого, после тампонирувания извлечь «летучку» крайне сложно.

В последнее время широкое применение находят колонны-«летучки» из стеклопластика. Как показывает промышленный опыт, такое исполнение трубы более эффективно в условиях воздействия агрессивной коррозионной среды, в отличие от стального исполнения. Кроме того, стеклопластик легко разбушивается, что является еще одним преимуществом. Также приводятся результаты испытаний на месторождениях Западной Сибири дочерних

предприятий ПАО «НК Роснефть», свидетельствующие об эффективности данной технологии [19].

Применение металлического моста

Технология по установке металлического моста применяется при переходе на вышележащий горизонт. Последовательность действий похожа на установку пластыря.

Корпус металлического моста состоит из продольно-гофрированного и цилиндрического участка, а также сферической донной части, которая приварена к цилиндрическому участку (рисунок 20).

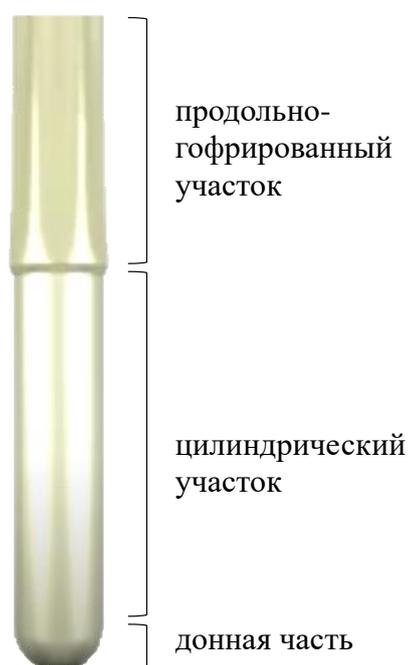


Рисунок 20 – Вид металлического моста

В скважину напротив интервала с дефектами спускается гофрированная труба, снаружи покрытая герметизирующим составом, вместе с оборудованием, используемым при установке металлического пластыря. Точно так же разглаживается и крепится к стенке скважины. При необходимости внутреннюю полость моста можно заполнить тампонажным составом, что повысит прочность данной конструкции.

Сочетание продольно-гофрированной, цилиндрической и сферической частей позволяет не только восстановить герметичность на участке ЭК, но и перекрыть центральный канал скважины.

Конструкция менее металлоемкая, в отличие от пакеров, но при этом ее долговечность и надежность значительно выше. Процесс опрессовки осуществляется за одну СПО, что также является преимуществом. По сравнению с классическими цементными мостами, металлическое исполнение отмечается большей эффективностью

3 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

3.1 Алгоритм выбора эффективной технологии ремонтно-изоляционных работ по устранению негерметичности эксплуатационной колонны в различных геолого-промысловых условиях

Для проведения анализа эффективности РИР по ЛНЭК на месторождениях Западной Сибири и предложения рекомендаций по ее повышению были изучены корпоративные материалы ПАО «НК «Роснефть» на примере трех дочерних предприятий.

АО «Томскнефть» ВНК обладает 25 лицензиями на разработку месторождений в Томской области и 7 – в Ханты-Мансийском автономном округе. В эксплуатационном фонде находятся 3125 скважин.

За трехгодичный период в АО «Томскнефть» ВНК РИР по ЛНЭК были проведены в 201 добывающей и 28 нагнетательных скважинах. Большинство работ выполнены методом тампонирувания по стандартной технологии с использованием НКТ с пакером. Основной вид применяемого тампонажного раствора – цементный раствор с различными добавками, улучшающими его физико-механические свойства. Также большое количество работ было проведено с применением технических средств, в основном – отсечение интервала пакером.

Наибольшее количество РИР по ЛНЭК было совершено на Советском месторождении (69 операций), на Катильгинском – 34, на Вахском – 31, на Восточно-Вахском – 18 и на Первомайском – 15. Срок эксплуатации месторождений достигает нескольких десятков лет, что напрямую свидетельствует об износе оборудования.

В первый год ремонт был проведен в 54 скважинах, при этом было изолировано 57 интервалов негерметичности, то есть почти везде по одному интервалу. В среднем на одну скважину приходилось 1,15 операций РИР.

В следующем году в 34 скважинах проведено 43 операции по восстановлению герметичности на 38 интервалах.

За третий год объем операций по ЛНЭК увеличился по сравнению с прошлым годом в 3,3 раза. Была проведена 141 операция в 113 скважинах, ликвидировано 135 интервалов, то есть по 1,19 на скважину.

Информация о ремонтных работах за этот период указана на рисунке 21.

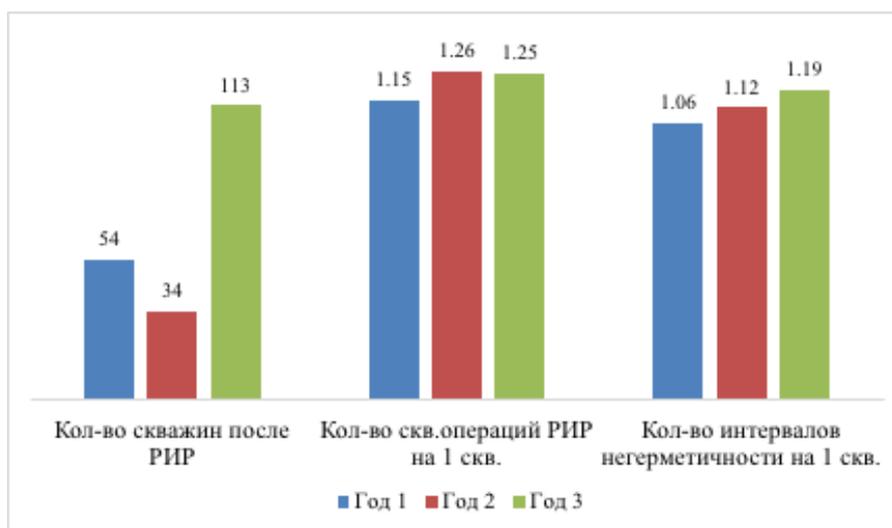


Рисунок 21 – Сведения о проведенных работах

Установлено, что эффективность РИР за трехгодичный период в АО «Томскнефть» ВНК составила 72%, что является хорошим показателем.

ООО «РН-Пурнефтегаз» ведет деятельность на 13 лицензионных участках, к которым относятся 12 нефтегазоконденсатных месторождений. С момента образования добыто более 260 млн тонн нефти и 110 млрд м³ газа.

Проблема нарушения герметичности ЭК на месторождениях данной компании является актуальной. Основная причина – коррозия, возникающая по причине воздействия на ЭК агрессивной среды на уровне водяных пластов. В течение трех лет было проведено 148 скважинных операций по ЛНЭК. Основным тампонажным материалом – цементный раствор, закачиваемый с применением НКТ и пакера.

За первый год РИР проведены в 27 скважинах, в результате чего дополнительная добыча нефти составила 57,5 тысяч тонн. Одна скважина в среднем претерпевала 1,5 ремонтных операции, что свидетельствует о

неоднократно возникшей необходимости повторного тампонирования во многих скважинах. Для снижения приемистости интервалов были испытаны технологии закачки акрилового тампонажного состава до цементного раствора. Эффективность РИР составила 81%, а средний дебит нефти с одной скважины вырос на 15,1 т/сут.

В следующем году операции по ЛНЭК были проведены в 47 скважинах. Технологические показатели в результате ремонта изменились в лучшую сторону. Так, среднесуточный прирост дебита нефти с одной скважины составил 13,1 т/сут, а технологическая эффективность работ выросла до 87%. Это обусловлено применением синтетических смол. Тем не менее, не все операции проходили успешно с первого раза, также было отмечено наличие нескольких интервалов негерметичности во многих скважинах.

За третий год провели 74 скважинные операции, при этом прирост дебита снизился до 10,5 т/сут, а технологическая эффективность – до 78%. Это объясняется процессом естественного старения, а также коррозионным разрушением. Данные о проведенных работах приведены на рисунке 22.

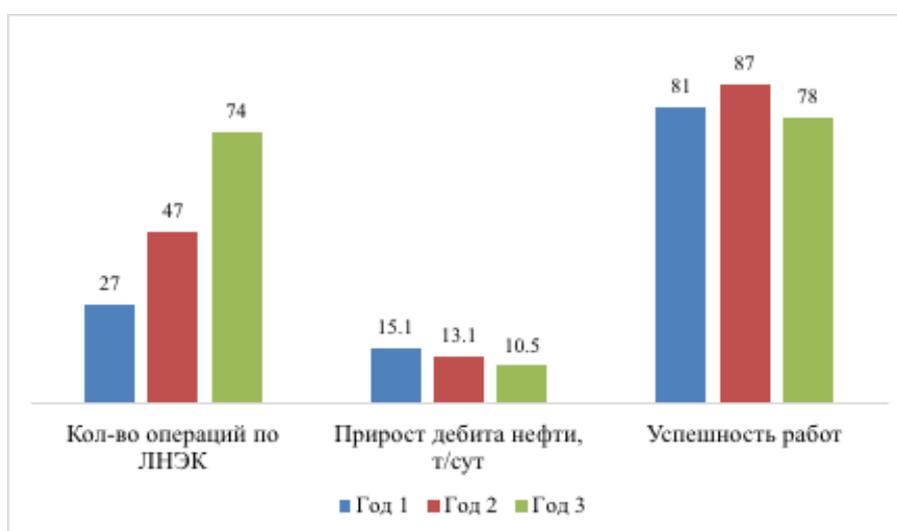


Рисунок 22 – Сведения о проведенных работах

ООО «РН-Юганскнефтегаз» является одним из ключевых дочерних предприятий ПАО «НК «Роснефть», так как ведет свою деятельность на 38 лицензионных участках и добывает почти 30% нефти Компании. Действующий фонд скважин достигает 20 тысяч, 65% из которых – добывающие. Стоит

отметить, что разрабатываемые месторождения находятся в эксплуатации несколько десятков лет, что является индикатором устаревшего оборудования.

Из всех проведенных РИР за трехлетний период более половины относятся к ЛНЭК. Основным методом, как и в вышерассмотренных примерах, являлось тампонирующее, а материалом – цементный раствор.

В первый год операции проведены в 55 скважинах, прирост дебита нефти составил 18 т/сут на 1 скважину, технологическая эффективность – 64%. В следующем году осуществлен всего 21 ремонт, так как отсутствовали эффективные технологии ЛНЭК на протяженных интервалах. Прирост дебита сократился до 14,1 т/сут, а эффективность выросла до 71%. За последний год перечень применяемых технологий РИР по ЛНЭК был расширен, в связи с чем объемы работ резко возросли в 4 раза, то есть до 84 скважинных операций. Показатель эффективности почти несколько изменился и составил 76%, а прирост дебита снизился до 8,2 т/сут.

В целом технологическая эффективность мероприятий по ЛНЭК на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» невысокая, так как эксплуатация ведется в сложных условиях. Протяженность дефектов достигает нескольких сотен метров, чаще всего в скважинах более одного интервала с нарушенной герметичностью, ситуация усложняется тем, что сеноманские пласты обладают высокой поглотительной способностью. Результаты приведены на рисунке 23.

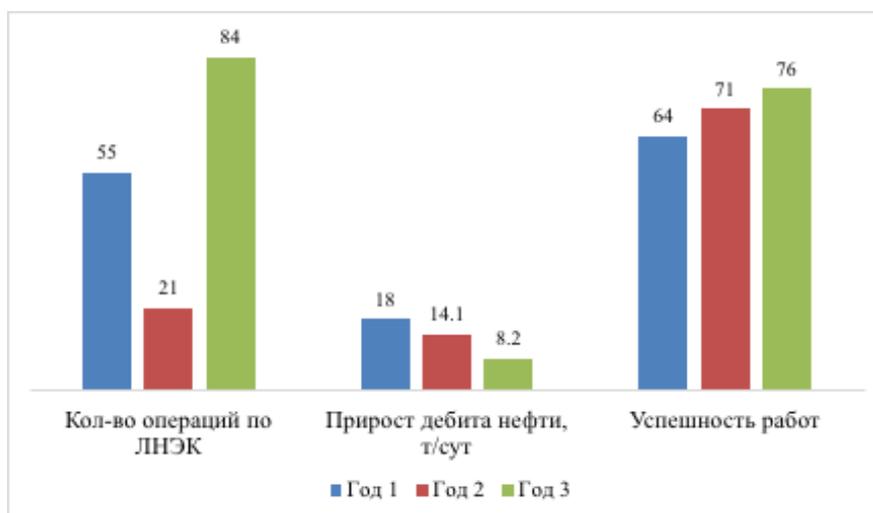


Рисунок 23 – Сведения о проведенных работах

На основе вышеизложенного целесообразно предложить идеи в целях повышения эффективности РИР по ЛНЭК. В условиях низкой приемистости интервала негерметичности в качестве тампонажного материала следует применять легкофильтрующиеся составы – смолы, микроцементы. Цементные составы в таких условиях малоэффективны. При высокой приемистости интервалов необходимо перед цементированием закачивать гелеобразующие или вязкоупругие составы для создания экрана и снижения приемистости. При работе с тампонажными составами следует обращать особо внимание на температуру в интервале негерметичности и учитывать ее при окончательном выборе рецептуры. Алгоритм подбора тампонажного состава указан на рисунке 24.



Рисунок 24 – Алгоритм выбора тампонажного состава для ремонтно-изоляционных работы

В целях устранения протяженных участков с дефектами целесообразно использовать технические средства (пакеры, «летучки», металлические пластыри). Если наблюдается воздействие агрессивной коррозионной среды, следует устанавливать «летучку» стеклопластикового исполнения. При наличии большого числа сквозных отверстий и трещин на участке ЭК нужно также использовать технические средства. При переходе на вышележащий горизонт следует установить металлический мост, если нет коррозионного

воздействия. В ином случае можно использовать цементный мост. Алгоритм по выбору технологии ЛНЭК представлен на рисунке 25.

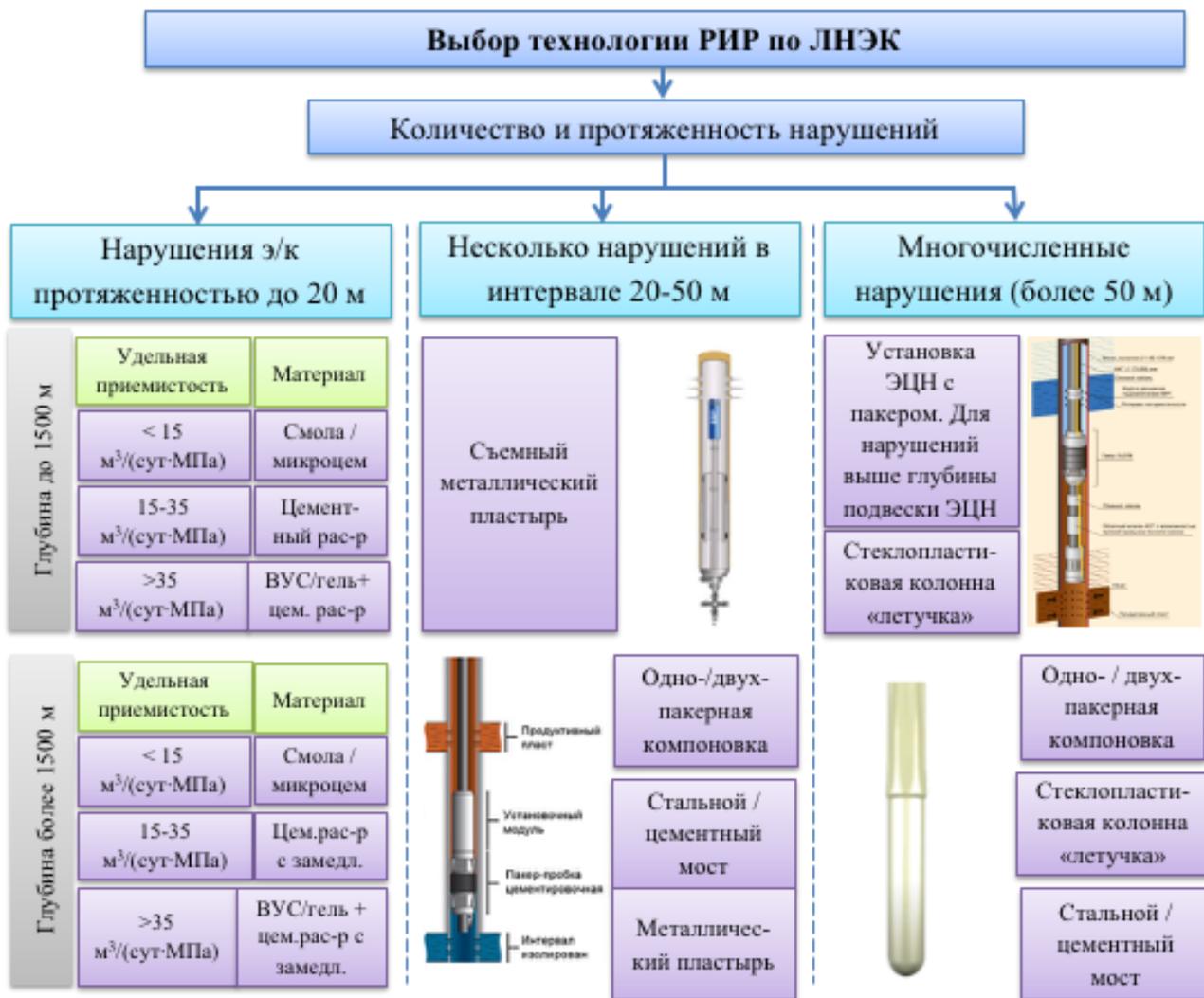


Рисунок 25 – Алгоритмы выбора технологии ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Деревьев Илья Юрьевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томск. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>-30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Формирование плана и графика разработки: - определение трудоемкости работ; -определение структуры работ; -разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - амортизационные отчисления; - заработная плата; - отчисления на социальные цели; - накладные расходы</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение ресурсоэффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<ol style="list-style-type: none"> 1. Матрица SWOT 2. Диаграмма Гантта 3. Основные показатели эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Гасанов М.А.	д.э.н.		29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Деревьев Илья Юрьевич		29.04.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР) по исправлению негерметичности цементного кольца скважины (ликвидации за-колонной циркуляции жидкости) является, с одной стороны мероприятием, направленным на повышение эффективности эксплуатации нефтяных добывающих скважин, с другой - сложным технологическим процессом с недостаточной для практики «успешностью». Поэтому наблюдается несоответствие между потребностью в проведении этого вида РИР (равно и других видов) и их результативностью. Основной причиной этого является несоответствие основных параметров технологии (фильтрационных и прочностных свойств тампонажного раствора, сроков отверждения, условий доставки изоляционных материалов в интервал изоляции) разнообразным геолого-техническим условиям эксплуатации скважин (гидродинамической обстановке в объекте изоляции, температуре, размерам перемычек и др.)

Основной целью данного раздела является –оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках выпускной квалификационной работы (ВКР).

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Для того чтобы составить карту сегментации необходимо рассмотреть следующие методы для устранения негерметичности эксплуатационной колонны: спуск и установка пакера, докрепление негерметичных резьбовых соединений путем доворота обсадных труб с устья скважины, отвинчивание и замена негерметичных обсадных труб, установка металлических пластырей, спуск летучки, спуск дополнительной колонны меньшего диаметра, тампонирование.

В результате применения данных технологий происходит восстановление герметичности скважины.

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании такие как, ПАО НК «Роснефть», ПАО «Газпромнефть» и другие.

Составим карту сегментации рынка услуг по ЛНЭК (таблица 5).

Таблица 5 – Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

	Спуск и установка пакера	Докрепление негерметичных резьбовых соединений путем доворота обсадных	Отвинчивание и замена негерметичных обсадных труб	Установка металлических пластырей	Спуск колонны летучки
Крупные					
Средние					
Мелкие					

 - ПАО НК «Роснефть»

 - ПАО «Газпромнефть»

По карте сегментирования видно, что «Газпромнефть» занимает лидирующие позиции по сравнению с ПАО «Роснефть» по интересующему нас методу восстановления герметичности ЭК.

Анализ конкурентных технических решений

Данный анализ помогает методом сравнения оценить сильные и слабые стороны рассматриваемых способов отчистки призабойной зоны пласта, чтобы наиболее обосновано выбрать способ для дальнейшего проектирования. Наиболее часто один вариант не может обладать сразу всеми техническими и экономическими показателями в высшей степени, поэтому данный анализ позволяет выбрать тот вариант, который в целом обладает наивысшей конкурентоспособностью. Оценочная карта представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Оценочная карта конкурентоспособности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		С	Д	О	С	Д	О
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,10	2	3	3	0,25	0,20	0,30
2. Надежность	0,3	2	2	3	0,20	0,20	0,20
3. Безопасность	0,20	3	4	3	0,30	0,30	0,40
4. Функциональная мощность	0,10	5	3	3	0,10	0,20	0,20
5. Энерггоэффективность	0,20	3	5	3	0,75	0,25	0,10
6. Современная элементная база	0,04	2	3	4	0,15	0,25	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
7. Уровень проникновения на рынок	0,20	5	2	3	0,70	1	0,80
8. Цена	0,03	2	5	4	0,19	0,20	0,20
9. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	2	4	5	1	0,50	0,80
Итого	1	26	31	31	3,64	3,1	3,1

В данной таблице С – общий коэффициент предложений компании относительно рынка сегментированных услуг, Кк1 – конкурентоспособность компании ПАО НК «Роснефть», Кк2 – конкурентоспособность компании ПАО «Газпромнефть». Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому

показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (31)$$

где: K – конкурентоспособность проекта;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл показателя.

$K = 76,5$, что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям и является конкурентом на рынке.

SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде (таблица 7).

Таблица 7 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны проекта:</p> <p>С1. Уменьшение стоимости добычи одной тонны нефти</p> <p>С2. Возможность использовать как на начальном этапе бурения, так и при эксплуатации скважины</p> <p>С3. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах.</p>	<p>Слабые стороны проекта:</p> <p>Сл1. Большие первоначальные вложения.</p> <p>Сл2. Влияние пластовых условий на проведение операции.</p> <p>Сл3. Неконтролируемое поведение негерметичности.</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование методов в комбинации с другими технологиями воздействия на негерметичность.</p> <p>В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт.</p>		

В3. Увеличение нефтеотдачи		
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Падение цен на углеводороды на мировом рынке. У3. Развивающаяся конкуренция методов повышения работы скважин		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогают выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта				
		С1	С2	С3
Возможности	В1	+	+	+
	В2	0	-	0
	В3	+	0	+
Результаты: В1С1С2С3, В3С3				
Угрозы	У1	0	+	+
	У2	-	+	-
	У3	+	+	-
Результат: У1С2С3, У2С2, У3С1С2				
Слабые стороны проекта				
		Сл1	Сл2	Сл3
Возможности	В1	+	-	-
	В2	+	-	+
	В3	+	+	-
Результат: В1Сл1, В2Сл1Сл3, В3Сл1Сл2				
Угрозы	У1	-	0	+
	У2	+	+	-
	У3	0	-	+
Результат: У1Сл3, У2Сл1Сл2, У3Сл3				

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT (таблица 9).

Таблица 9 – Комбинации взаимосвязей областей матрицы SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Уменьшение стоимости добычи одной тонны нефти С2. Возможность использовать как на начальном этапе бурения, так и при эксплуатации скважины С3. Возможность использования технологии как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах.	Слабые стороны проекта: Сл1. Большие первоначальные вложения. Сл2. Влияние пластовых условий на проведение операции. Сл3. Неконтролируемое поведение негерметичности.
Возможности: В1. Использование методов в комбинации с другими технологиями воздействия на негерметичность. В2. Появление дополнительного спроса на новый продукт. В3. Увеличение нефтеотдачи	1. Увеличение контроля скважины. 2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии.	1. Поиск заинтересованных лиц. 2. Проведение дополнительных исследований для изучения объекта воздействия. 3. Упрощение методов с помощью новых технологий.
Угрозы: У1. Введение дополнительных государственных требований к осуществлению работ. У2. Падение цен на углеводороды на мировом рынке. У3. Развивающаяся конкуренция методов повышения работы скважин	1. Увеличение конечной нефтеотдачи. 2. Контроль нормативно-правовой базы РФ.	1. Замена текущего оборудования и расходных материалов более дешевыми. 2. Повышение квалификации кадров. 3. Взаимодействие с компаниями по области сотрудничества.

В результате проведения SWOT-анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология восстановления работы скважины, применяемая на предприятии.

Из недостатков можно выделить высокую стоимость и негативное воздействие на окружающую среду. Достоинства заключаются в высокой эффективности и актуальности.

4.2 Планирование и формирование бюджета научного исследования

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 10.

Таблица 10 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Выбор направления исследования	Научный руководитель Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Научный руководитель Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ накопленного опыта применения	Научный руководитель Инженер
	6	Подбор оптимальных параметров	Инженер
	7	Оценка прироста дебита нефти	Научный

			руководитель Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Научный руководитель Инженер
Оформление комплекта документации ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ожі}$ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (29)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i} \quad (32)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ож\ i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой:

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (33)$$

где $T_{ki.инж}$ – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Результаты расчета длительности каждого этапа приведен в таблице 11.

Таблица 11 – Временные показатели проведения научного исследования

Наименование работ	Трудоемкость работ			Исполнители	T_p , раб.дн.	T_{ki} , кал.дн.
	t_{min} , чел-дн.	t_{max} , чел-дн.	$t_{ож}$, чел-дн.			
Составление и утверждение технического задания	2	4	2,4	Р	2,4	4,1
Выбор направления исследований	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
Календарное планирование работ по теме	2	4	2,4	Р, И	1,2	2,1
Изучение нормативно-технической базы	5	8	6,2	И	3,1	4,6
Изучение закономерностей фильтрации флюидов в ПЗП	20	25	22	Р, И	22	32,5
Определение целесообразности проведения ВКР	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Составление пояснительной записки. Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
Социальная ответственность	10	20	14	И	14	20,1
Заключение, презентация	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
Итого					64,5	96,7

Р – научный руководитель, И- инженер

На основании таблица 11 строится календарный план- график (таблица 12). График строится в рамках инженерного проекта с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени проектирования.

Таблица 12 – Календарный план-график проведения научного исследования

Вид работы	Исполнители	T _к дни	Продолжительность выполнения работ												
			февраль		март			апрель			май				
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2			
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4	█												
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2	█												
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18		█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2				█	█								
Изучение нормативно-технической базы	Инженер	4				█	█	█	█						
Изучение закономерностей фильтрации в ПЗП	Руководитель, Инженер	38				█	█	█	█	█	█	█	█	█	█
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4											█	█	█
Социальная ответственность	Инженер	6											█	█	█
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4											█	█	█
Составление пояснительной записки	Инженер	18											█	█	█

Руководитель	инженер
█	█

Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты НИ;
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИ.

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты — это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при получении образца. Результаты расчета затрат представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Материальные затраты

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, руб	Сумма, руб
АКОР Б – 100	тонн	1	44 500,87	44 500,87
Соляной раствор	м ³	12	464,00	5 568,00
Обтиратор	штук	1	747,28	747,28
Плашки	штук	6	803,46	4 820,76
Дверца на спайдер	штук	1	2 757,72	2 757,72
ИТОГО				58 394,63

Специальное оборудование для научных работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стендов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене. Реализация ЛНЭК требует также определенных затрат на оборудование для проведения операций. Для расчета расходов на аренду специального оборудования для реализации ЛНЭК потребуется нормативное время проведения операции, количество необходимого оборудования и стоимость одного часа проката оборудования (таблица 14).

Таблица 14 – Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц оборудования	Стоимость одного часа проката, руб.	Сумма, руб.
Цементировочный агрегат	2	3276	212284,8
Автоцистерна	1	3190	103356
Передвижная парообразующая установка	1	3677	119134,8
Компрессорная станция	3	3652	354974,4
Трубовоз	1	2967	96130,8
Автокран	2	4276	277084,8

Водовоз	1	3456	11974,4
Транспорт для перевозки вахтового персонала «Урал»	1	3286	106466,4
Итого:			1281406,4

Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (34)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 15).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.} \quad (35)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M=11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M=10,3$ месяца, 6-дневная рабочая

неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (36)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_d) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3;

k_d – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52/14	104/14
- праздничные дни		
Потери рабочего времени		
- отпуск	48/5	24/10
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	t_c , руб	k_{np}	k_d	k_p	Z_m , руб	d_n , руб	T_p , раб.дн.	$Z_{осн}$, руб
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	54	115954
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	94	163851,4
Итого:								279805,4

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

Для руководителя:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,15 * 115954 = 17393,1 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{доп} = k_{доп} * Z_{осн} = 0,15 * 163851 = 24577,66 \text{ руб.}$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: для руководителя:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 * (115954 + 17393,1) = 40167,93 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$З_{внеб} = k_{внеб}(З_{осн} + З_{доп}) = 0,3 * (163851 + 24577,66) = 56528,60 \text{ руб.}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать и ксерокопирование материалов исследования, учебную литературу, основную и доп. заработные платы, отчисления на социальные нужды. Сумма статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице 17 и используются для расчета накладных расходов.

Таблица 17 – Сумма затрат на научное исследование

Статьи затрат	Сумма, руб.
Специального оборудования	1281406,4
Материалы	235842,7
Заработная плата	279805,4
Дополнительная заработная плата	41970,765
Страховые взносы	96696
Общая сумма	1897948,26

4.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. Двухпакерная компоновка

2. Пакер-ретейнер

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (37)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{1897948,26}{5000000} = 0,37$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{5000000}{5000000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{4000000}{5000000} = 0,8$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения научно-исследовательского решения (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 18).

Таблица 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов научно-исследовательского решения

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1. Безопасность при использовании установки	0,2	5	5	5
2. Стабильность работы	0,2	5	5	5
3. Технические	0,3	4	5	3

характеристики				
4. Ремонтпригодность	0,15	4	4	3
5. Простота эксплуатации	0,15	4	4	4
Итого:	1	4,4	4,55	3,95

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 4,4;$$

$$I_{p2} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,15 \cdot 3 = 4,55;$$

$$I_{p3} = 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,15 \cdot 4 = 3,95$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (38)$$

$$I_{исп1} = 5,5$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} \quad (39)$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{4,55}{5,5} = 0,83$$

Таблица 19 – Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,37	1	0,8
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	4,55	3,95
Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

Заключение

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными.

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей.

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 1281406,4 руб.;

По факту оценки эффективности исследовательского решения, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя исследовательского решения составляет 0,37 что является показателем того, что исследовательское решение является финансово выгодной, по сравнению с аналогами;

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Деревьеву Илье Юрьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ ПО ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: ремонтно-изоляционные работы по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны</p> <p>Область применения: фонд скважин на месторождениях последних стадий разработки</p> <p>Рабочая зона: полевые условия</p> <p>Климатическая зона: особая, IV</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: штропа, элеватор, противовыбросовое оборудование, ручной инструмент, гидравлический ключ.</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: монтаж и расстановка бригадного оборудования, спускоподъемные операции, опрессовки оборудования под большим давлением (до 90 Мпа), закачка тампонажных растворов под давлением.</p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;</p> <p>СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003;</p> <p>ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;</p> <p>ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам.</p>
---	---

<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы: 1. Повышенная запыленность воздуха рабочей зоны; 2. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 3. Повышенный уровень шума; 4. Повышенный уровень общей вибрации; Опасные факторы: 1. Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: костюм для защиты от нефтепродуктов из смешанных или из огнестойких тканей, защитная каска, обувь с жестким подноском, очки защитные, перчатки с полимерным покрытием</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Атмосфера: воздействия нет; Гидросфера: загрязнение вод кислотами, тампонажными растворами; Литосфера: химическое воздействие на почву, загрязнение нефтепродуктами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные чрезвычайные ситуации (ЧС): - аварии в результате разливов или выбросов нефти и газа - пожары Наиболее типичная ЧС: - пожары</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И. Л.			29.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Деревьев И. Ю.		29.04.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологии по устранению негерметичности эксплуатационной колонны. Данной проблеме могут быть подвержены все скважины, так как причины нарушения герметичности возникают на любом из этапов: от бурения до эксплуатации скважины и проведения на ней технических мероприятий. Особо острая ситуация с потерей герметичности колонн складывается на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки, так как оборудование за несколько десятилетий эксплуатации сильно изношено. Восстановление же герметичности эксплуатационной колонны способствует увеличению показателей по дебиту нефти и позволяет достичь проектного значения КИН.

Восстановление герметичности происходит в процессе капитального ремонта скважин, что является сложным и опасным технологическим процессом. Закачка тампонажных растворов проводится под очень высоким давлением, как и последующая опрессовка для проверки качества проведенных работ. Помимо этого, ремонт проходит на открытом воздухе в районах Крайнего Севера, то есть при низких температурах, обильных осадках и сильном ветре.

В разделе, посвященному социальной ответственности, освещены вопросы по снижению или предотвращению влияния вредных и опасных факторов на работников при проведении операций по восстановлению герметичности колонны. Также отражено пагубное влияние негерметичности и ремонтных работ на окружающую среду.

Рабочей зоной вахты бригады КРС является рабочая площадка подъемного агрегата размерами смонтированного на кустовой площадке. Помимо в рабочую зону при ремонте входят желобная и доливная ёмкости, инструментальный вагон, приставные стеллажи для складирования труб, а также кабеленаматыватель. Основными процессами при РИР являются

спускоподъемные операции, опрессовка колонны и закачка тампонажных растворов.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Так как работы проходят в районах Крайнего Севера вахтовым методом, нужно учитывать специальные правовые нормы трудового законодательства. Правила регламентируются главой 47 Трудового кодекса РФ [20], а также Постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ" [21], если оно не противоречит ТК РФ. Необходимо обращать внимание на то, что некоторые пункты утратили свою силу либо имеют определенные поправки, действующие на сегодняшний день.

При вахтовом методе организации работ устанавливается, как правило, суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за иной более длительный период, но не более чем за год. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленных законодательством, то есть 40 часов. Рабочее время и время отдыха в рамках учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов [21].

Оплата труда работников бригады капитального ремонта скважины (КРС) при вахтовом методе производится за все фактически отработанное время в часах из расчета установленных тарифных ставок присвоенных разрядов. Премирование осуществляется в соответствии с действующими на предприятии положениями. При этом премия начисляется на заработную плату без учета оплаты дней междувахтового отдыха.

К заработной плате применяются районные коэффициенты, а также выплачиваются надбавки, устанавливаемые органами государственной власти субъектов Российской Федерации или органами местного самоуправления.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск (24 дня – в районах Крайнего Севера).

Компоновка рабочей зоны

Бригада КРС мобильна и постоянно меняет местоположение. В перечень производимых операций входят следующие работы:

- перебазирование и монтаж подъемных агрегатов и бригадного оборудования;
- подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин;
- спускоподъемные операции подземного оборудования.

При выполнении работ должна быть обеспечена безопасность их ведения, необходимо соблюдать требования пожарной и электробезопасности, промышленную санитарию, гигиену труда и охрану окружающей среды на рабочих местах.

Под рабочим местом бригады КРС понимается часть рабочей зоны, оснащенная оборудованием и другими материально-техническими средствами труда, в которой постоянно или периодически находится рабочий (рабочие) при выполнении тех или иных операций процесса ремонта скважины.

Рациональная планировка рабочих мест составляется с учетом следующих требований:

- максимальное освобождение рабочей площадки от неиспользуемого оборудования, приспособлений и инструмента;
- минимальные затраты времени на подноску и подготовку к работе инструментов и приспособлений;
- постоянство мест их размещения;

- обеспечение безопасности при выполняемых работах.

Ответственный руководитель (чаще всего мастер) перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить рабочее место лично.

5.2 Производственная безопасность

Выполнение работ по ремонту скважины всегда считается опасным процессом. Помимо этого, работники бригады КРС постоянно подвержены влиянию вредных факторов. Также следует иметь в виду, что месторождения Западной Сибири расположены в северной части страны, в связи с чем нужно учитывать температурные воздействия. Вредные и опасные факторы, оказывающие влияние на работников бригады КРС, представлены в таблице 20. Таблица 20 – Возможные опасные и вредные производственные факторы в рабочей зоне бригады капитального ремонта скважин

Факторы (согласно ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	Оптимальные показатели микроклимата установлены в ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [22].
2. Повышенный уровень шума	Уровень шума на рабочих местах и методы защиты регламентируются данным стандартом СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 [23].
3. Повышенный уровень общей вибрации	Требования по вибрационной безопасности установлены в ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. [24]
4. Движущиеся и вращающиеся детали и узлы оборудования	Требования безопасности при работе с движущимися и вращающимися деталями и узлами изложены в ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам [25];

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Отклонение показателей температуры воздуха может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Наиболее типичное профессиональное заболевание - облитерирующий эндартериит. Признаками заболевания являются побеление кожи пальцев, понижение болевой

чувствительности, парестезии, затрудненное движение конечностей и ослабление пульса на периферических сосудах.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Работа бригады КРС в условиях Крайнего Севера проходит в постоянном перемещении по объекту и требует серьезных физических затрат, в связи с чем она относится к категории III согласно таблице 1 ГОСТ 12.1005-88 ССБТ, для которой допустимы следующие показатели (таблица 21):

Таблица 21 – Оптимальные показатели микроклимата [22]

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость воздуха, м/с
Холодный	16-18	15-19	60-40	0,1
Теплый	18-20	17-21	60-40	0,3

Повышенный уровень шума

Шумы уровня 80-95 дБА при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, а более 100 дБА - к снижению слуха, вплоть до глухоты. Шум создает значительную нагрузку на нервную систему человека,

оказывая на него психологическое воздействие. Наиболее типичное профессиональное заболевание – потеря слуха, вызванная воздействием шума.

Сотрудники бригады ремонта скважин находятся под постоянным воздействием шума от оборудования. В СП 51.13330.2011 указано, что предельно допустимый уровень шума равняется 95 дБ, но при работе насосных агрегатов достигается значение в 100 дБ. В связи с этим в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты органов слуха: накладные наушники или беруши.

К коллективному средству защиты от шума можно отнести постоянное поддержание эксплуатируемого оборудования в отличном техническом состоянии для избегания повышенных шумов, образующихся вследствие его неисправности.

Повышенный уровень общей вибрации

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость. Нормируемый диапазон частот приведён в таблице 22.

Таблица 22 – Нормируемый диапазон частот

Вид вибрации	Категория вибрации	Направление действий	Коррекция	Нормативные эквивалентные скорректированные значения и уровни виброускорения	
				м/с ²	дБ
Локальная		Хл, Yл, Zл	Wh	2,0	126
Общая	1	Zo	Wk	0,56	115
		Xo, Yo	Wd	0,40	112
	2	Zo	Wk	0,28	109
		Xo, Yo	Wd	0,2	106
	3а	Zo	Wk	0,1	100
		Xo, Yo	Wd	0,071	97
	3б	Zo	Wk	0,04	92
		Xo, Yo	Wd	0,028	89
	3в	Zo	Wk	0,014	83
		Xo, Yo	Wd	0,0099	80

Средств индивидуальной защиты от вибрации для рук и ног используются защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитная обувь, стельки и подметки. Эти элементы одежды обязательно должны обладать упругодемпфирующим элементом.

Механические опасности

Механические опасности на территории кустовой площадки представляют собой движущиеся механизмы и машины, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, а также падение предметов с высоты. Наиболее типичными травмами, связанными с механическими опасностями являются травмы опорно-двигательной системы, всевозможные ушибы, переломы и т.д.

Для защиты человека применяют средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. На опасных местах устанавливают козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Также для исключения получения травм требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

5.4 Экологическая безопасность

Влияние на атмосферу

Технологические операции, проводимые на скважинах в целях их ремонта, не оказывают пагубного влияния на атмосферу. Возможные выбросы газа являются незначительными и не наносят вреда в масштабах атмосферы. Основное воздействие происходит на лито- и гидросферу.

Влияние на гидросферу

В процессе эксплуатации скважины проводятся различные операции, среди которых может быть кислотная обработка. При наличии негерметичного участка в колонне на уровне водоносного горизонта закачиваемая кислота может поступать в этот пласт и ухудшать состояние воды. Для устранения

негерметичности необходимо провести ремонтно-изоляционные работы на участке колонны. Это достигается путем закачки цементного раствора либо путем спуска таких технических средств, как, например, колонна-летучка. Помимо этого, различные тампонажные растворы также могут проникать в участки с водами. Для предотвращения данной проблемы необходимо как можно более точно рассчитывать объемы закачиваемой жидкости, рабочее давление и время операции.

Влияние на литосферу

Закачка в скважину химических реагентов и тампонажных растворов в неподходящих для операции объемах может привести к отравлению почв. Кроме того, при таких операциях, как например нормализация забоя скважины происходит подъем забойной грязи на поверхность, что зачастую сопровождается загрязнением кустовой площадки нефтепродуктами. Также стоит отметить, что некоторые компании пренебрегают правилами и сливают производственные отходы в почву. Для предотвращения загрязнений литосферы необходимо соблюдать регламент работ, применять качественное оборудование, модернизировать систему накопления и утилизации шлама. Это позволит значительно снизить загрязнение почв.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Аварии на месторождениях происходят в результате износа или неисправности оборудования, а также некомпетентности работников. В ходе проведения ремонта существует угроза неконтролируемого выброса нефти и газа. Как следствие, возникают такие чрезвычайные ситуации, как пожары.

Таким образом, наиболее вероятная ЧС, встречающаяся при ремонте скважины, – это пожар. На основании Федерального закона от 22.07.2008 N 123-ФЗ [26] пожары, возникающие на кустовой площадке, чаще всего относятся к классу «В» - пожары горючих жидкостей или плавящихся твердых веществ и материалов и «С» - пожары газов

Среди технических причин преобладают нарушения технологий, среди организационных причин – нарушения технологической и трудовой дисциплины, неосторожные или несанкционированные действия исполнителей работ.

Все действия персонала при возникновении ЧС прописаны в документе «План ликвидации аварий на X месторождении». Все члены бригады в обязательном порядке изучают данный документ. Так, например, при возгорании и взрыве необходимо проинформировать старшего по смене, следует прекратить все разновидности работ, вызвать пожарную службу охраны, при необходимости, скорую медицинскую помощь, оповестить своего либо вышестоящего руководителя, действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление потенциальных чрезвычайных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение работников об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Вывод

Процесс ремонта скважин является крайне опасным и влечет за собой вредное влияние на организм человека. Риск возникновения пожара вследствие разлива нефтепродуктов всегда очень велик, но при соблюдении требований пожарной безопасности такие риски сводятся к минимуму. Однако каждый член бригады КРС должен быть осведомленным о причинах возникновения ЧС и знать порядок действий для их устранения.

Фактические значения таких факторов как уровень шума, пониженная температура и повышенный уровень общей вибрации зачастую не соответствуют нормативным значениям, поэтому существует необходимость применения средств индивидуальной защиты.

Помещения находящиеся в пользовании бригады КРС предназначены для пребывания людей во время свободной смены – спальные вагоны, вагон мастера и вагон столовая. Поскольку во всех перечисленных помещениях нет условий для возникновения повышенной или особой опасности, они относятся к первой категории по электробезопасности. По взрывопожарной и пожарной опасности вышеперечисленные помещения относятся к категории «Д» согласно СП 12.13130.2009[27].

Всему персоналу бригады капитального ремонта скважины присваивается II группа по электробезопасности.

Категория тяжести труда у бурильщика и помощников бурильщика является одинаковой. Хотя и существует разница в должностных обязанностях, обе должности относятся к II категории по степени тяжести труда - физические работы средней тяжести.

Месторождения нефти и газа относятся к объектам I категории оказывающих значительное негативное воздействие на окружающую среду. В связи с этим необходимо совершенствовать технологии и оборудование для уменьшения пагубного влияния на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проблема нарушения герметичности эксплуатационных колонн является важной и актуальной ввиду того, что многие месторождения находятся на последних стадиях разработки и эксплуатируются на изношенном оборудовании. Вывод скважин из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции сказывается на технологических и, как следствие, на экономических показателях. Рост обводненности продукции значительно увеличивает затраты на добычу, транспортировку и очистку воды, а также снижает темпы и объемы извлечения нефти.

В выпускной квалификационной работе произвели анализ причин и последствий образования негерметичности эксплуатационных колонн, порядок отбора скважин-кандидатов для РИР, а также проведен анализ существующих технологий и технических средств. Установлено, что применяемые способы восстановления герметичности не всегда достигают высоких значений эффективности. Это связано со сложными геолого-физическими условиями, поскольку с существующими технологиями весьма непросто выделить все дефектные интервалы, подобрать правильный тампонажный состав или технологию. Тем не менее, результаты проведения ремонтных работ по ЛНЭК чаще всего оправдывают затраченные средства и повышают показатели добычи нефти.

Проведен анализ ремонтно-изоляционных работ по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн на месторождениях дочерних предприятий ПАО «НК «Роснефть». В целях повышения эффективности применения технологий и технических средств был разработан алгоритм их выбора для использования на месторождениях Западной Сибири.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» приказ от 15 декабря 2020 года N 534;
2. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах;
3. Инструкция по ремонту крепи скважин. - РД 39-1-843-82, Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983 г;
4. Овчинников В.П., Грачев С.И. Фролов А.А. Справочник бурового мастера: учебно-практическое пособие в двух томах. - том 1 изд. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. - 608 с;
5. Лян Эрго, Ли Цзыфэн, Чэнь Хунбин Влияние ползучести горных пород на нагрузки обсадной колонны // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». - 2010. - №33. - С. 17-19;
6. Яковлев А.А., Турицына М.В., Могильников Е.В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов, и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. - 2014. - №12. - С. 22-32;
7. Ляпин И.Н. Проектирование скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - №6. - С. 4-6;
8. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - 225 с;
9. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. - Ленинград: Недра, 1971. - 168 с;
10. Вахромеев А.Г., Толкачев Г.М., Козлов А.С., Сверкунов С.А., Мартынов Н.Н., Горлов И.В., Смирнов А.С., Заливин В.Г. Смятие обсадных колонн при бурении скважин в соленосном комплексе юга Сибирской платформы

// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - №10. - С. 42-49;

11. Мухаметшин В. Г., Дубинский Г. С., Аверьянов А. П. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - №3. - С. 19-24;

12. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. - 2011. - №2/н (14). - С. 14-17;

13. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. - Уфа: Гилем, 2002. - 672 с;

14. Кубрак М.Г. Опыт применения ремонтно-изоляционных работ (РИР) на самотлорском месторождении // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - 2011. - №2. - С. 82-95;

15. Кучеренко Д. В., Камалетдинова Р. М. Реализация технологии ликвидации заколонных перетоков с применением разбуриваемых пакеров-ретенеров на месторождениях ООО «Башнефть-добыча» // Российский нефтегазовый журнал о технологиях и оборудовании «Инженерная практика». - 2015. - №08. - С. 82-95;

16. Методические указания компании ПАО «НК «Роснефть» «Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ». - 2013. - № П1-01.03 М-0031. - С. 56-76;

17. Девликамов, В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. - М.: Недра, 1975. – 168 с;

18. Аминев М. Х., Змеу А. А. Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками. Методы установки пакеров при недостаточной нагрузке // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №1 (19). – С. 36-37;

19. Сахань А. В. и др. Применение стеклопластиковой колонны-летучки для восстановления герметичности эксплуатационных колонн //Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 11. – С. 132-136;
20. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом;
21. Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) «Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ»;
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
23. СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003;
24. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования»;
25. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие требования безопасности к рабочим местам»;
26. Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
27. СП 12.13130.2009 «Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»;