

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С МЕЖКОЛОННЫМИ ПЕРЕТОКАМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.245.124.013.364.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Снегирева Яна Валерьевна		

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
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личностного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках
		И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный
		И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И. УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах	И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития
		И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения
		И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий
		И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;
		И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы
		И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний
		И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда
		И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
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
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. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	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 эксплуатации скважин и линейных сооружений
	3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования 4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья	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»	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 добычи нефти, газа и газового конденсата
	5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата 6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса	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»	ПК(У)-3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	добычи нефти, газа и газового конденсата			
	7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья 8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»	ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого-промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа
	8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации 9. Составление геологических отчетов	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей» ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин	И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Снегирева Яна Валерьевна

Тема работы:

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С МЕЖКОЛОННЫМИ ПЕРЕТОКАМИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	103–61/с от 13.04.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2022
--	------------

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	Механизм образования межколонных давлений, причины возникновения перетока по межколонному и заколонному пространству, расчет предельно допустимых давлений. Особенности геолого-промысловых условий разработки нефтегазоконденсатных и газовых месторождений. Опыт применения современных технологий ликвидации межколонных перетоков и заколонных циркуляций. Особенности подбора мероприятий по проведению ремонтно-изоляционных работ на скважинах при капитальном ремонте. Анализ эффективности

	проведения водоизоляционных работ и работ по восстановлению герметичности цементного кольца и эксплуатационных колонн.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Кащук Ирина Вадимовна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности образования межколонных перетоков в скважинах на газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях	
Современные технологические подходы к ликвидации межколонных перетоков на нефтяных и газовых скважинах	
Комплексный подход к выбору ремонтно-изоляционных работ	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	13.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			13.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Снегирева Яна Валерьевна		13.04.2022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АКЦ – акустическая цементометрия

АПСМС – аминопропилтриэтоксисиланом

ВСН – вязкопластичный агент на углеродной основе

ВУС – вязкоупругие составы

ГГКЦ – гамма-гамма каротаж цементометрии

ГИС – геофизические исследования скважин

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГУК – гидравлическая установочная компоновка

ЗКЦ – заколонные циркуляции

КВД – кривая восстановления давления

МКД – межколонные давления

МП – межколонный переток

МКП – межколонное пространство

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

ОК – обсадная колонна

ПМ – пробка мостовая

ПМЗ – пробка мостовая заливочная

ПХГ – подземное хранилище газа

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ТК ГАК – трехкомпонентный геоакустический каротаж

УГСВ – устьевой генератор силовых волн

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЭК – эксплуатационная колонна

ЭЦН – электроцентробежный насос

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 129 страниц, в том числе 29 рисунков, 26 таблиц. Список литературы включает 61 источник. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: комплексный подход, межколонные перетоки, заколонные циркуляции, межколонные давления, негерметичность цементного кольца, способы ликвидации межколонных перетоков, газовые скважины, нефтяные скважины.

Объектом исследования являются осложнения в газовых и нефтяных скважинах – межколонные перетоки.

Целью исследования является подбор промысловых мероприятий для эффективной борьбы с межколонными давлениями и заколонными перетоками в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены особенности образования межколонных перетоков на газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях, выявлен механизм и причины их образования, а также геологические предпосылки их возникновения и подходы к их комплексной диагностике и ликвидации.

Проанализированы технологические подходы, химические материалы и компоненты для проведения ремонтно-изоляционных работ, определены критерии выбора скважин-кандидатов для проведения мероприятий по устранению перетоков. Наиболее эффективными технологиями по борьбе являются: использование селективных материалов, водных полимерных и вязкоупругих составов, установка цементного моста.

Область применения: нефтяные и газовые месторождения, добывающие и нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет проведения ремонтно-изоляционных работ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	15
1 ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В СКВАЖИНАХ НА ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	18
1.1 Механизм образования межколонных давлений в газовой скважине и причины их возникновения.....	22
1.2 Причины возникновения межколонных перетоков при нарушении целостности цементного кольца.....	26
1.3 Геологические предпосылки возникновения межколонных перетоков.....	31
1.4 Анализ исследований, применяемых для диагностики образования межколонных перетоков.....	36
2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ	48
2.1 Анализ технологических показателей для проведения ремонтно-изоляционных работ связанных с межколонными перетоками	48
2.2 Современные технологические подходы по ликвидации межколонных перетоков.....	51
2.3 Анализ материалов и химических компонентов, используемые для проведения ремонтно-изоляционных работ при ликвидации межколонных и заколонных перетоков	62
2.4 Расчет эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ при ликвидации негерметичности цементного кольца и перетока жидкости	73
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ	77

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	82
4.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	83
4.1.1	Технология Quality Advisor.....	83
4.1.2	SWOT-анализ.....	84
4.2	Планирование проведения ремонтно-изоляционных работ	87
4.2.1	Структура проведения работ.....	87
4.2.2	Трудоемкость выполнения работ	88
4.3	Бюджет проведения ремонтно-изоляционных работ	90
4.3.1	Расчет материальных затрат и амортизации специального оборудования при проведении работ	90
4.3.2	Расчет заработной платы исполнителей работ	92
4.4	Расчет показателей экономической эффективности проведения мероприятия	95
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	103
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
5.2	Производственная безопасность.....	106
5.3	Анализ вредных производственных факторов.....	107
5.4	Анализ потенциально опасных производственных факторов.....	110
5.5	Экологическая безопасность.....	113
5.6	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	115
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	120
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	122
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	129

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время разработка нефтяных и газовых месторождений крупнейшего нефтегазового региона страны – Западной Сибири является экономически рентабельной и представляет особый интерес для компаний недропользователей. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция является основной минерально-сырьевой базы страны. В процессе разработки газовых месторождений огромный процент скважин характеризуется наличием межколонных давлений в межколонном пространстве, а также движениями флюида за обсадной колонной. Возникновение перетоков, в свою очередь, может приводить к грифонообразованию, разгерметизации устьевого оборудования и прорывам газожидкостной смеси на поверхность.

Межколонные перетоки могут возникать по ряду технических причин, включая негерметичность цементного камня, обсадных колонн, устьевого оборудования. Протекание физико-химических процессов и фазовых переходов флюида в межколонном пространстве, наряду с некачественным цементированием, приводит к возникновению микротрещин и каналов в цементном камне, как в процессе ожидания затвердевания цемента при строительстве скважины, так и после. Несмотря на совершенствование технологий заканчивания, проблема низкого качества крепления цемента, с увеличением срока эксплуатации скважин, приводит к экспоненциальному росту объемов ремонтно-изоляционных работ.

В процессе добычи на нарушение технического состояния скважины влияет форсированный отбор жидкости, при котором создаются высокие градиенты давления, что приводит к необратимым деформациям и нарушениям целостности муфтовых соединений на участках с неудовлетворительным качеством крепления цемента. Высокие механические нагрузки от воздействия пластовой жидкости влияют на посадку пакера в кольцевом пространстве, воздействуя на резиновые уплотнительные элементы, нарушая целостность резьбовых соединений НКТ.

Межколонные газопроявления в скважинах существуют на протяжении всей истории ведения буровых работ, еще с того момента, как впервые был применен цемент при строительстве скважин. Проблема перетоков флюида в заколонном и межколонном пространстве до сих пор остается нерешенной, что осложняет разработку месторождений и вынуждает искать новые пути решения задач, требующих качественного разобщения пластов.

Проблема межколонных давлений в России особо остро представлена на крупных и уникальных НГКМ месторождениях севера Тюменской области, где доля сеноманских скважин с данным видом осложнений составляет примерно половину всего фонда газовых скважин [1].

Актуальность данной работы вызвана отсутствием универсальной методики ликвидации циркуляции флюида за обсадной колонной в процессе эксплуатации скважин. Для каждого конкретного случая подбор промысловых мероприятий должен производиться комплексно, а сами методы должны обладать точечностью и максимально эффективным результатом с технической и экономической точки зрения. Комплексный подход к борьбе с межколонными перетоками должен предотвратить простои скважин, снизить срок межремонтного периода и поддержать устойчивость экономических показателей при добыче нефти и природного газа.

Целью выпускной квалификационной работы выступает подбор промысловых мероприятий для эффективной борьбы с межколонными давлениями и заколонными перетоками в различных геологических условиях на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

- Определить механизм образования межколонных давлений в газовых скважинах;
- Установить причины возникновения межколонных перетоков флюида при нарушении целостности цементного кольца;
- Установить геологические предпосылки возникновения

межколонных перетоков;

- Проанализировать виды исследований, применяемых для диагностики образования межколонных перетоков и заколонных циркуляций;

- Проанализировать современные технологические подходы по ликвидации межколонных и заколонных перетоков на газовых и нефтяных скважинах;

- Предложить комплексный подход к выбору ремонтно-изоляционных работ на основе критериев подбора скважин-кандидатов и условий применимости технологических и химических методов.

1 ОСОБЕННОСТИ ОБРАЗОВАНИЯ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ В СКВАЖИНАХ НА ГАЗОВЫХ И НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

При добыче углеводородов возникает множество осложнений, требующих капитального ремонта для восстановления технических характеристик нефтегазопромыслового подземного оборудования. Один из распространенных видов осложнений – появление перетоков жидкости или газа по межколонному пространству, которые приводят к преждевременному обводнению продукции скважин, расхождению значений при пересчете запасов углеводородов, неконтролируемым выбросам газа, а также создают угрозу окружающей среде и промышленной безопасности. В связи с этим предприятие-недропользователь обязано проводить работы, связанные с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны и интервалов перфорации, а также участвовать в ликвидации аварий и устранении их последствий.

Межколонные перетоки (МП) – это поступления газа или газонасыщенного флюида в межколонное пространство посредством его перемещения в микротрещинах или каналах фильтрации в цементном камне, которое сопровождается неконтролируемым выходом флюида к устью скважины. Заколонная циркуляция (ЗКЦ) представляет собой движение флюида по стволу скважины за обсадной колонной, которое возникает вследствие некачественного цементирования или после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Межколонные давления (МКД) – это давления, образованные в результате перетока флюида из высоконапорных пластов в межколонное пространство, следствием которых являются грифоны, межпластовые и межколонные перетоки.

Проблема межколонных давлений представлена опытом эксплуатации преимущественно Северных нефтегазоконденсатных месторождений России

(50% фонда скважин), подсольевых месторождениях Прикаспия (30% фонда), на шельфе южного Вьетнама на месторождении Белый Тигр (50% фонда) [2, 3].

Нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) представляет собой естественные скопления углеводородов, расположенные в пределах определенной территории и обладающие общностью геологического строения. Продукция скважин таких месторождений представлена преимущественно газом и газовым конденсатом.

Присутствие в добываемой продукции кислых компонентов (сероводород, углекислый газ) негативно сказывается на окружающей среде, а также существенно увеличивают скорость протекания коррозионных процессов. Наибольшее количество осложненных скважин имеют МКД менее 1 МПа, однако этого все равно достаточно, чтобы влиять на интенсивность коррозии под воздействием парциального давления углекислого газа (при $P_{CO_2} > 0,2$ МПа высокая скорость коррозии) [4].

Комплексный подход к борьбе с межколонными перетоками представляет собой совокупность мероприятий, позволяющих всесторонне учесть особенности и аспекты этого явления и, воздействуя на причину, снизить или полностью ликвидировать негативные последствия. Такой подход включает в себя следующие этапы:

1) Этап исследования промысловой информации

На данном этапе анализируют техническое состояние скважины, включая паспорт скважины, данные по бурению, освоению, промыслово-геофизических и гидродинамических исследований (определение КВД). Особенное внимание необходимо уделять данным акустической цементометрии или трехкомпонентного геоакустического каротажа.

2) Этап диагностики МКД

На данной стадии производят стравливание давления в межколонном пространстве и отбор проб пластового флюида с последующим геохимическим анализом. В результате подробного анализа данных промысловых исследований

и отбора проб выявляют причины и источники возникновения циркуляций, обосновывают дальнейшие работы по их устранению.

3) Временная герметизация МКП

Для временного устранения МКД создают противодействие на МКП с помощью закачки специализированных составов временной ликвидации на срок от 20 до 30 дней [5]. После указанного срока определяют приемистость МКП. Данный этап выполняется, если метод герметизации основан на закачке вязкоупругих гелевых составов.

4) Этап ликвидации МКД

После определения приемистости проводят повторную герметизацию МКП специально подобранным герметизирующим составом. До расконсервации скважины и сдачи ее недропользователю проводят работы по очистке устья без воздействия на колонну.

В настоящее время существует множество методов и технических устройств, направленных на восстановление герметичности обсадных колонн и цементного камня. Все способы так или иначе связаны с устранением осложнений, либо с совершенствованием технологий строительства скважин. Так, до 1988 г. на предприятиях «Уренгойгазпром» и «Ямбурггаздобыча» (ныне ООО «Газпром добыча Уренгой» и ООО «Газпром добыча Ямбург») с помощью глушения и установки пакеров устраняли негерметичность резьбовых соединений. К недостаткам данной технологии можно отнести пропуски газа в лифтовой колонне из-за несовершенства раскрытия пакера.

Самый распространенный метод – тампонирующее под давлением, при котором могут варьироваться как основы состава раствора (портландцемент, насыщенный раствор минеральной соли, антрацен, нафталин, полимерные материалы и т.д), так и сами способы тампонирующего [6,7]. Однако такой метод характеризуется низким коэффициентом успешности проведения работ (порядка 60%) и непродолжительностью действия.

В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря, который был разработан и впервые применен в 1959 г. в США [1]. Раскрытие пластыря осуществляется под воздействием энергии взрыва или с использованием эластичного резинового баллона. Данный метод показал успешность проводимого мероприятия в 89 случаях из 100. В России технология была усовершенствована в 70-е годы прошлого века, после чего получила широкое применение на месторождениях компании ПАО «Татнефть». Продольно гофрированный металлический пластырь, представляющий собой мягкую цилиндрическую трубу в «гармошку», расширялся под воздействием специального устройства – «Дорн». При массовом внедрении, коэффициент успешности восстановления колонны составил 70%. На Уренгойском НГКМ технология применялась с 1991 и доказала свою эффективность только при в тандеме с предварительным цементированием, при этом продолжительность капитального ремонта составила около 320 часов. Существенным недостатком «пластырей» стал незначительный интервал устранения дефектов – 12 м.

Большое распространение получили способы закачки в затрубное пространство газовых скважин герметизирующих составов, которые представляют собой высоковязкие дисперсные системы на основе акриловых полимеров. Такие системы смешиваются с водными растворами солей кальция, магния, алюминия и образуют гели. ООО «Газпром добыча Надым» использует незамерзающие водомасленные дисперсии с содержанием глин [1].

А. И. Брежная предложила способ уплотнения муфтовых соединений с помощью закачки раствора омыленного талового пека и пластовой воды хлоркальциевого типа. М. Ф. Каримов добавил к данному раствору глинопорошок и предварительно ввел в вводный раствор соли уксусную кислоту [1].

1.1 Механизм образования межколонных давлений в газовой скважине и причины их возникновения

Межколонные давления, которые возникают вследствие негерметичности подземного оборудования и обсадных колонн, могут быть устранены в процессе проведения ремонтно-изоляционных работ. Однако уже возникнувшие перетоки газа по негерметичному цементному кольцу полностью ликвидировать не всегда удается. В связи с этим особую важность на месторождениях Тюменской области и за рубежом приобретает опыт эксплуатации скважин МКД с ограничениями по допустимому диапазону значений.

Предельно допустимые значения межколонных давлений для каждого месторождения определяются индивидуально, учитывая конструкцию и параметры работы скважины. Так, в 2006 году для газовых скважин Уренгоского НГКМ было установлено предельно допустимое значение $[P_{\text{МК}}] = 3,5 \text{ МПа}$ [8].

Природная энергия газа в газовых залежах определяется давлением вышележащих горных пород, а также напором, создаваемым краевыми и подошвенными водами. Пластовое давление газа всегда меньше горного и для большинства газовых месторождений его начальное значение принимается одинаковым во всех точках залежи (при учете того углы наклона пласта незначительны).

Связь забойного и устьевого давлений для закрытой газовой скважины может выражаться уравнением Лапласа-Бабинэ [9]:

$$P_{\text{пл}} = P_{\text{заб}} = P_y \cdot e^s \quad (1)$$

$$s = 0,03415 \cdot \frac{\rho_o \cdot h}{z \cdot T_{\text{cp}}} \quad (2)$$

где $P_{\text{пл}}$, P_z , P_y – пластовое, забойное и устьевое давление; $e = 2,72$; ρ_o – относительная плотность газа по воздуху; h – глубина скважины, м; T_{cp} – средняя температура газа, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа, осредненный по стволу скважины.

Прежде чем понять сам механизм движения флюида по заколонному пространству, необходимо установить связь предельно допустимых значений межколонного давления с технологическими параметрами системы скважина-пласт.

Предельно допустимое значение межколонного давления можно определить, соблюдая условия, при котором должна сохраняться целостность обсадных колонн, цементного кольца и продуктивного пласта (формулы 4-5) [9].

$$[P_{\text{МК}}]_h < P_{\text{оп } h}, \quad (3)$$

$$[P_{\text{МК}}]_h < P_{\text{оп цк } h}, \quad (4)$$

$$[P_{\text{МК}}]_h < P_{\text{грп } h}, \quad (5)$$

где $[P_{\text{МК}}]_h$ – предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны, МПа; $P_{\text{оп } h}$ – давление опрессовки колонны на глубине ее башмака, МПа; $P_{\text{оп цк } h}$ – давление опрессовки цементного камня за башмаком соответствующей колонны, МПа; $P_{\text{грп } h}$ – давление гидроразрыва пласта на глубине башмака соответствующей колонны, МПа.

Опрессовка скважин представляет собой техническое мероприятие, которое осуществляется в процессе капитального ремонта, с целью подтверждения герметичности. Межколонное пространство на устье скважины впрессовывается жидкостью, являющейся основой используемого бурового раствора (минерализованная вода, жидкие углеводороды) на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. [10].

Давление при опрессовке обсадной колонны, цементного камня и гидравлического разрыва пласта определяется по формулам 6-7 [8].

$$P_{\text{оп } h} = P_{\text{оп}} + 0,1 \cdot g \cdot \rho \cdot h, \quad (6)$$

$$P_{\text{оп цк } h} = P_{\text{оп цк}} + 0,1 \cdot g \cdot \rho \cdot h, \quad (7)$$

$$P_{\text{грп } h} = \frac{\partial P}{\partial h} \cdot h, \quad (8)$$

где g – ускорение свободного падения, равное $9,8 \text{ м/с}^2$, $\rho_{\text{ж}}$ - плотность опрессовочной жидкости, кг/м^3 ; h - глубина спуска колонны, м; dP/dh – градиент гидравлического разрыва пласта, МПа/м .

Предельно допустимое межколонное давление на глубине башмака колонны $[P_{\text{МК}}]_h$ определяется по наименьшему из давлений после расчета по формулам 6-7 с учетом понижающего в два раза коэффициента. Из формулы 1 можем выразить предельно допустимое значение межколонного давления на устье газовой скважины (формула 9).

$$[P_{\text{МК}}]_y = 0,5 \cdot P_{\text{min}} \cdot e^{-s} \quad (9)$$

В значительной степени на изменение значения МКД влияет процесс расширения жидкости (бурового раствора) при повышении температуры, которое выражается зависимостью 10 и может быть рассчитано на основе результатов прогнозирования температуры ствола скважины [11].

$$\Delta P_{\text{МКД}} = \frac{\alpha \cdot \Delta T}{k} + \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta V_{\text{МК}}}{V_{\text{МКнач}}} \quad (10)$$

где α – коэффициент термического расширения, К^{-1} ; k – коэффициент изотермической сжимаемости жидкости, МПа^{-1} ; ΔT – изменение температуры, К ; $\Delta V_{\text{МК}}$ – приращение объема жидкости в межколонном пространстве; $V_{\text{МКнач}}$ – начальный объем межколонного пространства.

Неуправляемые движения флюида возникают в результате нарушения целостности конструкции скважины. По способу миграции межколонные флюидопроявления могут быть классифицированы на два типа:

- переток флюида из продуктивного пласта в вышележащие отложения, либо на устье скважины, по цементному кольцу;
- переток флюида через дефекты в обсадных колоннах.

Стоит отметить, что второй тип газопроявлений способствует миграции газа по первому механизму по уже сформированным микротрещинам и связанным дефектам. Каналы для продвижения пластового флюида

представлены наиболее слабыми участками заколонного пространства, сопротивление которых недостаточно для предотвращения движения флюидов.

Миграция жидкости или газа может возникнуть еще в процессе цементирования скважины, в период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ). С того момента как цементный раствор начинает затвердевать, давление в порах цемента начинает уменьшаться вместе с гидростатическим давлением столба цементного раствора. Движущая сила приводит к перетоку флюида по полностью зацементированному пространству за эксплуатационной колонной в вышележащие проницаемые пласты горных пород, либо до самого устья скважины. Несовершенство резьбовых соединений и негерметичность эксплуатационной колонны способствует сообщаемости затрубного и межколонного пространств, в ходе которой перемещение флюида также идет по цементному камню к устью скважины (рисунок 1).

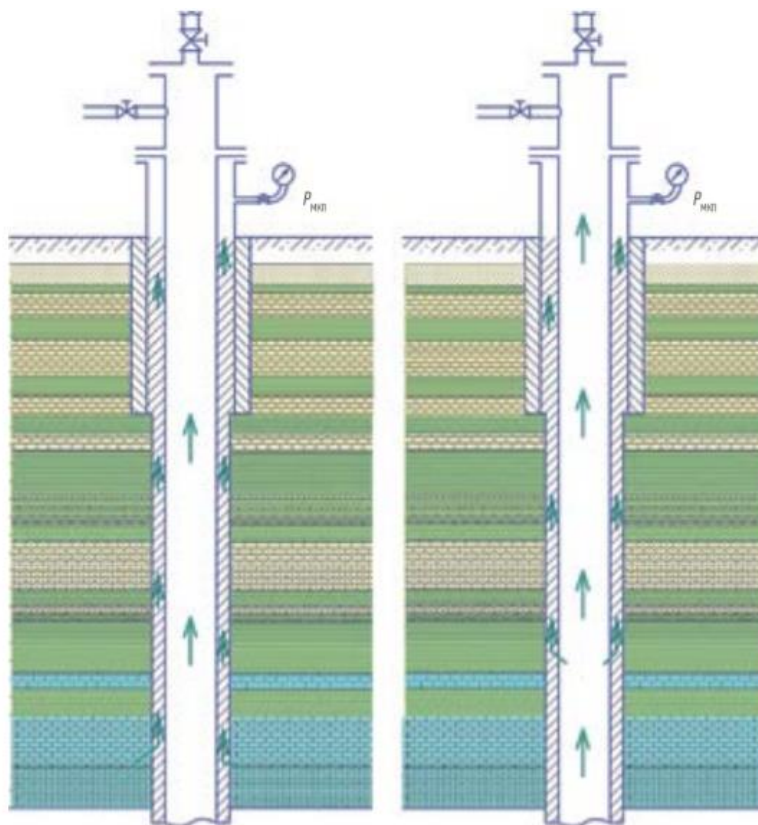


Рисунок 1 – Направленность процесса протекания флюида при межколонных давлениях [12]

1.2 Причины возникновения межколонных перетоков при нарушении целостности цементного кольца

Как уже было установлено ранее, основной движущей силой флюида по заколонному пространству выступает градиент давлений, который действует по направлению из пласта в скважину. Необходимым условием осуществления перетока является наличие дефектов в цементной крепи и в резьбовых соединениях, поэтому очень важно определиться с механическими причинами возникновения флюидопроводящих каналов. В соответствии с моментом возникновения путей миграции флюида в цементном камне, дефекты можно классифицировать на две группы: появляющиеся во время ОЗЦ и после.

Причины возникновения каналов в цементном камне в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ)

Некачественное разобщение пластов может приводить к перетокам флюида в вышележащие водоносные горизонты. В свою очередь, значительное влияние на него оказывает колонный эксцентриситет, при котором происходит смещение оси обсадной колонны в процессе ее спуска и цементирования. Такое смещение приводит к неравномерному распределению жидкости за обсадной колонной и ее более интенсивному вытеснению цементным раствором в широкой части кольцевого пространства. Узкий участок кольцевого пространства испытывает высокие значения тангенсальных напряжений и может оставаться незаполненным цементным раствором при низких скоростях потока. При этом, оставшийся в сужении статичный буровой раствор может приводить к каналообразованию.

Эксцентриситет колонны может быть вызван трудностями, связанными с невозможностью обеспечить идеально ровное бурение скважины на горизонтальных участках, а также с возникновением изгиба обсадной трубы между двумя центраторами под действием силы тяжести и осевого напряжения (рисунок 2).

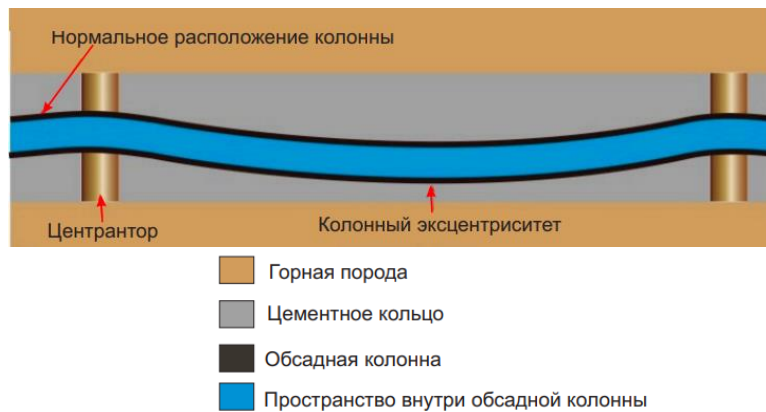


Рисунок 2 – Возникновение колонного эксцентриситета

Образование пустот, каналов и микротрещин также связано с несоответствием свойств выбранного цементного раствора, а именно [13]:

- неправильно подобранная плотность цементного раствора, которая может привести к нарушению гидростатического равновесия и поступлениям газа и жидкости в ствол скважины (рисунок 3а);
- недостаточные скорости потока для удаления остатков бурового раствора и повышенные отложения глинистой корки (рисунок 3б);
- преждевременное загустевание раствора, приводящее к потере гидростатического давления (рисунок 3в);
- усиленная водоотдача ввиду наличия в составе цемента избыточной воды (рисунок 3 г);
- высокая проницаемость раствора, которая создает некачественную изоляцию и слабое сопротивление потоку жидкости или газа (рисунок 3д);
- высокая объёмная усадка цемента (рисунок 3е);
- усталостное разрушение цемента под воздействием ударных нагрузок (рисунок 3ж).
- плохие адгезионные свойства породы и цементного камня (рисунок 3з);

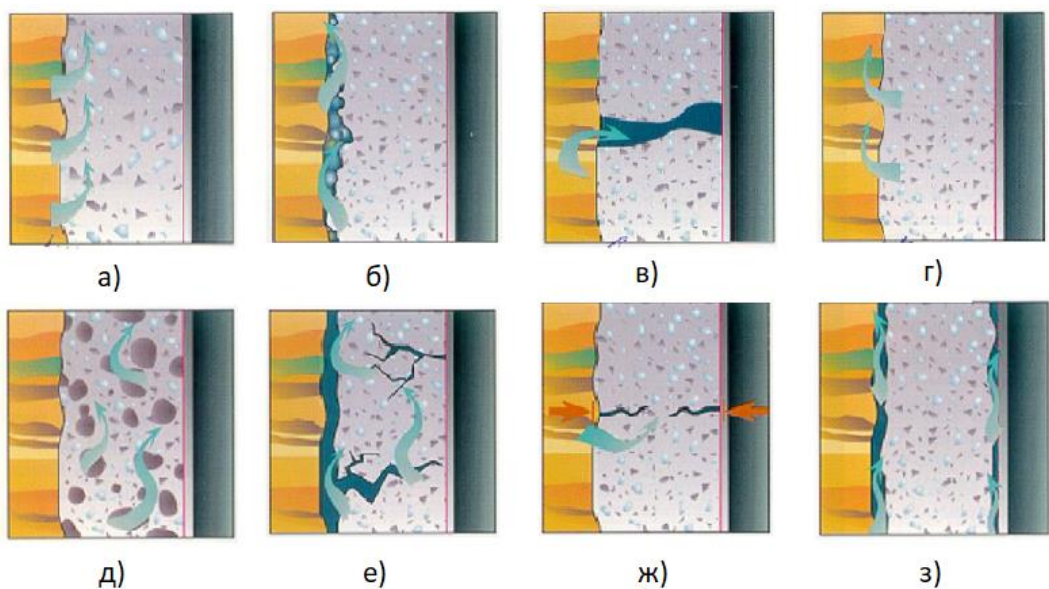


Рисунок 3 – Причины возникновения каналов в цементной крепи из-за несоответствия свойств цементного раствора

Еще одной важной причиной образования флюидопроводящих каналов в период ОЗЦ является возникновение седиментационных процессов. При использовании неустойчивых к осаждению тампонажных растворов повышается проницаемость цементного камня (рисунок 4). На седиментационные процессы также влияет и шероховатость поверхности породы и обсадных труб, причем чем сильнее проявляются структурно-механические свойства скелетной решетки контактной поверхности, тем быстрее происходит затвердевание цемента и лучше становятся адгезионные свойства.

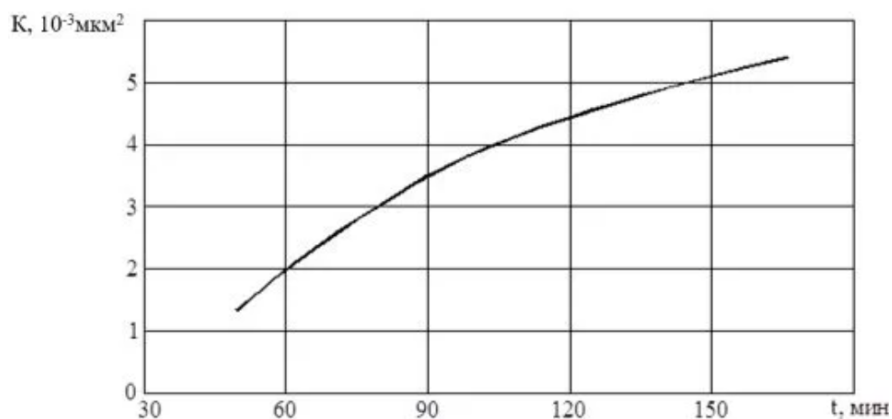


Рисунок 4 – Взаимосвязь проницаемости цементного камня и времени осаждения [13]

Причины возникновения каналов в цементном камне после ОЗЦ

Как качественно не было бы выполнено цементирование, мы не можем исключить влияние изменения режима нагружения скважины на качество цементной крепи. Это нагружение может быть связано с изменениями пластовых давлений и температур, перфорацией эксплуатационных колонн, проведением испытаний обсадной колонны на герметичность избыточным давлением, ударами долота и бурильных труб о стенки обсадных колонн, а также воздействием тектонических напряжений [14].

Избыточные нагрузки с течением времени, вместе с объемной усадкой цемента, приводят к возникновению касательных и радиальных напряжений. При этом, низкая трещиностойкость цементного кольца сопровождается его разрушением во время испытаний колонн на герметичность, приводящих к возникновению зон повышенных напряжений при сжатии и растяжении с образованием микротрещин (рисунок 5).

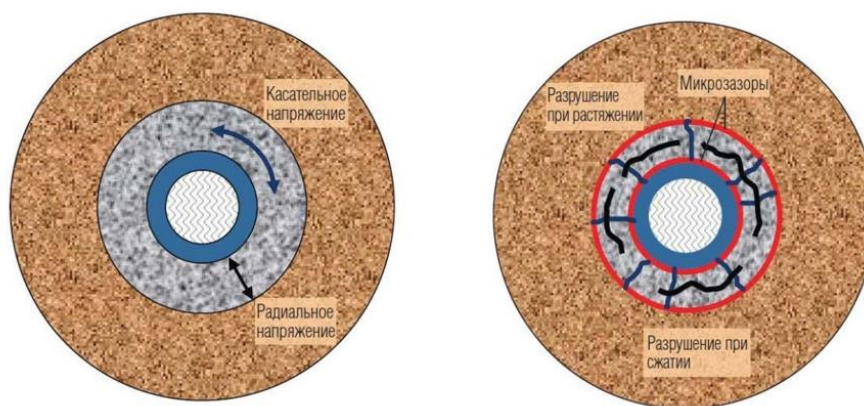


Рисунок 5 – Образование трещин и микрозазоров под действием радиальных и касательных напряжений

На Тенгизском и Карачаганском месторождениях были предложены следующие версии причин возникновения межколонных давлений в газоконденсатных скважинах [3]:

– расширение флюида вследствие изменения температуры в межколонном пространстве;

- повышенное содержание солей в продукции скважины, которое влияет на целостность башмака обсадной колонны;
- остаток бурового раствора в межколонном пространстве и его фазовые переходы;
- дефекты металлургического происхождения;
- негерметичность устьевого оборудования;
- коррозионные процессы в обсадных колоннах.

Целостность цементного камня может выражаться в условных единицах устойчивости. На рисунке 6 показано влияние коэффициента термического расширения цементного кольца на его способность сохранять свои свойства при различных температурах. Так, чем меньше цементный камень подвержен расширению из-за перепада температур, тем выше его устойчивость, что доказывает следующая нелинейная зависимость. Стоит отметить, что более высокие перепады температур снижают устойчивость цементной крепи.

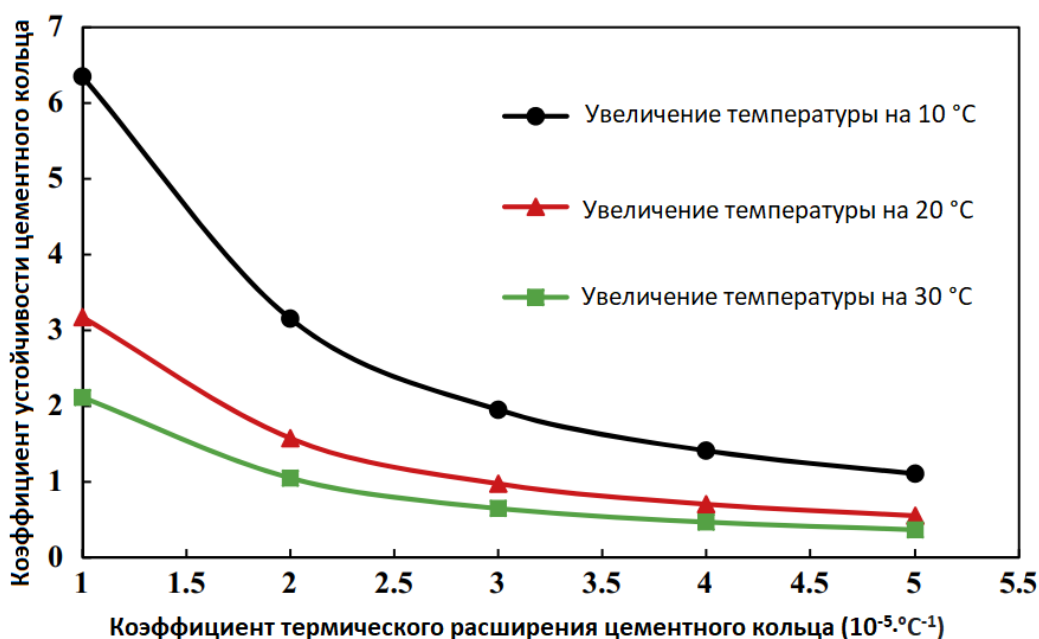


Рисунок 6 – Влияние коэффициента термического расширения на устойчивость цементного кольца при различных перепадах температур [11]

Мы можем предположить, что совокупность гравитационных и капиллярных сил, а также влияние температуры на расширение жидкости при

любом давлении системы оказывают влияние на заколонное пространство. Это также может приводить к возникновению межколонных давлений (МКД) в скважине даже с первых часов ее работы даже в условиях отсутствия потока течения флюида по каналам фильтрации.

1.3 Геологические предпосылки возникновения межколонных перетоков

Многолетнемерзлые горные породы

Многолетние мерзлые горные породы (ММП) складывают мерзлую зону литосферы (криолитозону) и представляют собой породы, имеющие температуру ниже или равную 0 °С.

Многолетняя криолитозона занимает примерно 70-75% территории Российской Федерации и является важной геологической особенностью при разработке месторождений Западной Сибири. ММП характеризуются наличием льда или воды переменного фазового состояния, а лед, в свою очередь, может быть представлен как отдельными кристаллами, так и в виде закономерно залегающих ледяных прослоев и линз различной геометрии и толщины.

Главными характеристиками мерзлых грунтов являются их температура (от 0 °С до -20 °С), мощность (может достигать несколько сотен метров) и характер содержащегося в них льда (количество, форма распределения). В самых северных районах при низких температурах воздуха ММП имеют преимущественно непрерывное распространение. В ряде случаев грунты, насыщенные солеными водами или рассолами, не замерзают при отрицательных температурах.

Температура ММП за последние 20-30 лет повысилась почти во всех районах Северного полушария. Особенно интенсивно потепление происходит в Альпах и на Аляске [15]. На месторождениях нефти и газа, расположенных в зоне ММП, дополнительные риски нарушения температурного равновесия возникают из-за воздействия эксплуатационных скважин на окружающие горные породы. Образование зон неустойчивых талых пород могут приводить

к просадкам направления и кондуктора, повышенному кавернообразованию, повреждениям устьевого оборудования и его разгерметизации, размывам устья, смятию обсадных колонн. Как уже было отмечено ранее, все это может привести к возникновению межколонных флюидопроявлений.

Помимо температуры, на фазовый состав мерзлых грунтов влияет и давление. Увеличение давления на 1 кг/см^2 понижает температуру замерзания воды на $0,007 \text{ }^\circ\text{C}$. Эксплуатационная колонна в интервалах ММП должна соответствовать значениям давления, которые возникают при обратном промерзании затрубного пространства (при кристаллизации воды происходит увеличение объема на 9%). Необходимо осуществлять периодические прогревы скважины для предотвращения смятия колонн и нарушения резьбовых соединений при обратном промерзании.

В результате взаимодействия с ММП, лед расплавляется и понижает устойчивость массива горных пород. Повышение температуры увеличивает интенсивность кавернообразования и создает дополнительные осевые нагрузки на цементную крепь. Эксплуатация таких скважин нередко прерывается сломом и отводом части колонны в сторону, ее смятием или образованием трещины вдоль образующей, что способствует появлению перетока флюида через дефекты обсадной колонны. Очень часто наблюдаются скопления газа между кондуктором и эксплуатационной колонной (или промежуточной). На 10-20 м выше башмака обсадной колонны, перекрывающей толщу мерзлых пород, для предотвращения выбросов газа в таком случае необходимо устанавливать пакер.

Аномально высокие пластовые давления

Миграция газа в заколонном пространстве или переток флюида в процессе ОЗЦ представляет собой очень серьезную проблему для скважин, вскрывающих пласты с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

АВПД зачастую проявляются на больших глубинах (около 4 км) и являются следствием уплотнения глинистых пород при диагенезе, наличия

эвапоритовых отложений и протекания осмотических и тектонических процессов. Обычно такие давления превышают гидростатическое в 1,3-1,8 раз. В частности, на Уренгойском месторождении коэффициент аномальности составляет от 1,7 до 2,0 [16].

Вскрытие скважинами пластов с экстремальными градиентами порового давления может привести к авариям и проявлениям газа в случае несоответствия параметров тампонажного раствора требуемым значениям.

АВПД серьезно осложняют не только бурение и испытание продуктивных скважин, но и напрямую влияют на качество их крепления, нарушение целостности обсадных колонн при эксплуатации, то есть на потерю герметичности эксплуатационных колонн. В конечном итоге это может привести к грифонообразованию или даже к преждевременному выходу из строя самой скважины.

Разработка глубоко залегающих продуктивных пластов, осложненных АВПД, может осуществляться со значительно заниженными коэффициентами извлечения газа. Безвозвратные потери углеводородов вследствие утечек газа из залежи приводят к высоким темпам снижения пластового давления и значительным потерям пластовой энергии при работе на естественных режимах. Также это может приводить к неподтверждению запасов газа, рассчитанных по темпам падения пластового давления. [17]

Эвапоритовые отложения

Образование каверн может происходить не только в процессе растепления ММП, но и при растворении эвапоритовых отложений (рисунок 7). Соляные породы, слагающие стенки скважины, растворяются под действием потока бурового раствора. В результате чего нарушается структура порового пространства тампонажного раствора из-за возникновения капиллярных пленок на поверхности растворенных солей. При этом ухудшается схватываемость тампонажного раствора со стенками скважины из-за эффекта проскальзывания частиц твердой фазы.

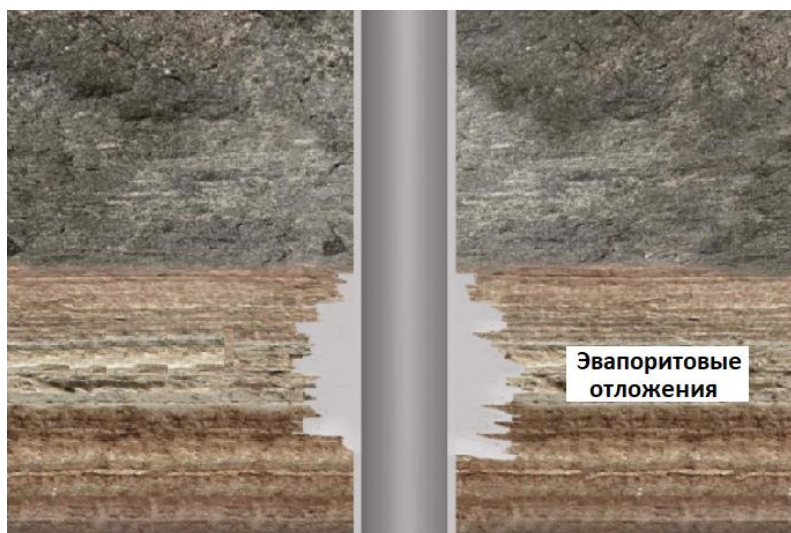


Рисунок 7 – Образование каверн при растворении солей

Для поддержания устойчивости стенок скважины, необходимо насыщать промывочные жидкости солью, схожей по составу с эвапоритами горных пород, либо использовать безводные буровые растворы.

Затворение тампонажного раствора следует осуществлять на насыщенном растворе солей: в отложениях каменной соли - на насыщенном растворе хлористого натрия плотностью $1,2 \text{ г/см}^3$; в отложениях сильвинита - на насыщенном растворе хлористых калия и натрия в соотношении, соответствующем их содержанию в породе, плотность рассола примерно до $1,3 \text{ г/см}^3$; в отложениях бишофита и карналлита - на насыщенном растворе хлористого магния плотностью $1,3-1,35 \text{ г/см}^3$ [18].

Образование каверн в результате отложения солей может сказаться на целостности обсадной колонны при нарушении технологии спуска, что приведет к потере герметичности. В интервалах отложения солей может наблюдаться дополнительная усадка цементного кольца и образование щелей из-за нехватки воды при гидратации цементного раствора [19].

Тектонические напряжения

Скважина в процессе бурения и эксплуатации подвержена многим осложняющим геологическим факторам, одним из которых является тектоническое напряжение земной коры. Неравномерное распределение скоростей тектонических движений и деформаций создает напряженное

состояние в пространстве земной коры.

Зоны разломов, сбросы, взбросы с ростом угла падения пластов увеличивают тектоническую составляющую горного давления. Цементное кольцо подвержено тектоническим напряжениям и, в результате резкого увеличения давления или температуры, может треснуть или даже расколоться на куски.

Тектоническое сжатие горных пород может способствовать протеканию механизма образования избыточного порового давления и является фактором возникновения АВПД.

Нагрузка ползучести на обсадную колонну

Ползучесть – свойство горных пород, которое проявляется вследствие действия постоянного напряжения, приводящего к деформации горных пород, обсадных колонн и цементного кольца с течением времени.

Существует два вида ползучести – возрастающая и затухающая (рисунок 8, кривая 1 и 2 соответственно). При затухающей ползучести, в конкретный момент времени, телу передается мгновенная деформация, которая с течением времени стремится к некоторому постоянному предельному значению. Такая ползучесть с ограниченной по характеру деформацией присуща телу Пойнтинга-Томсона и представлена в песчаниках, глинистых и песчаных сланцах.

Вязкоупругие свойства горных пород с возрастающей (незатухающей) ползучестью проявляются в интервалах залегания углей, глин, песчаников, сцементированных глинистым цементом, мерзлых пород и эвапоритовых отложений. Причем в данном случае ползучесть глин обусловлена наличием водных пленок в субкапиллярах, приводящих к проскальзыванию частиц минерального скелета.

Процесс незатухающей ползучести представлен тремя этапами:

- первоначальные затухающие неустановившиеся деформации;
- стадия установившейся ползучести с постоянным темпом деформации;

– ускорение ползучести, приводящее к прогрессирующей деформации с хрупким или вязким разрушением;

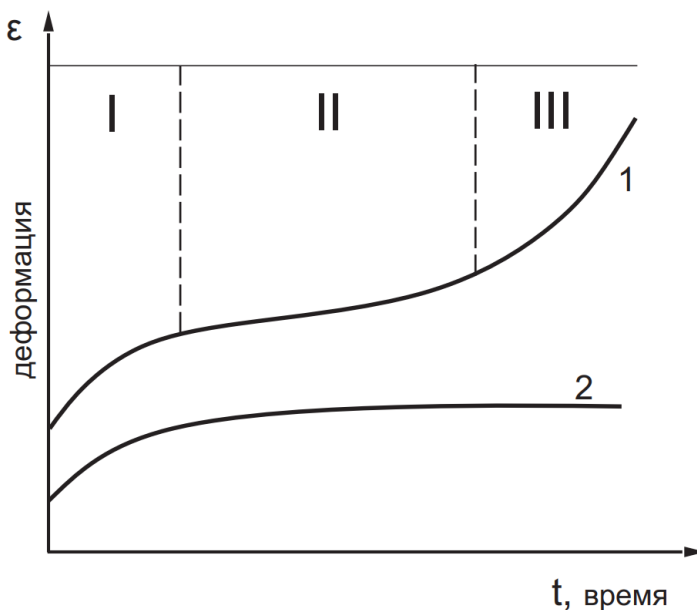


Рисунок 8 – Изменение кривой ползучести

В том или ином случае ползучесть может привести к потере устойчивости стенок скважины и передачи деформаций от горных пород к обсадным колоннам и цементному кольцу и возникновению межколонных перетоков газа или жидкости.

Набухание глинистых пород

При прохождении бурового раствора через интервалы аргиллитов и глинистых пород, особенно при значительном содержании минерала монтмориллонита, происходит набухание глин. Промывочная жидкость или фильтрат бурового раствора увлажняют глинистые сланцы, увеличивают их в объеме и сужают ствол скважины.

Набухание глинистых пород может приводить к затяжкам и посадкам при проведении спуско-подъемных операций в процессе капитального ремонта скважин.

1.4 Анализ исследований, применяемых для диагностики образования межколонных перетоков

Для повышения эффективности разработки месторождений и

улучшения энергосберегающих технологий необходимо:

- провести анализ и установить причины разгерметизации покрышек залежей нефти и газа, возникновения межколонных давлений и заколонных перетоков флюидов в скважинах на разрабатываемых месторождениях;
- разрабатывать способы предупреждения техногенных перетоков газа и жидкости по заколонному пространству;
- разрабатывать эффективные способы ликвидации перетоков по зацементированному кольцевому пространству, особенно в интервалах залегания глинистых пород-покрышек.

Качественная и своевременная диагностика осложнений фонда газовых и нефтяных скважин на ранних этапах предопределяет безаварийные режимы эксплуатации месторождения. Рассмотрим основные методы гидродинамических и геофизических исследований, применяемых для определения технического состояния скважин и исследования их газогерметичности.

Исследование изменения гидростатического давления в процессе ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ)

Как уже было отмечено ранее, проблема возникновения межколонных перетоков непрерывно связана со снижением гидростатического давления столба цементного раствора на пласт за обсадными колоннами, которое создается при усадке цементного камня, при затвердевании раствора.

Проведение исследований с целью изучения поступления газа из пласта в колонну можно проводить с помощью методики Левайна-Бонета [17].

По методике Левайна-Бонета (рисунок 9), собирается установка, которая имитирует условия в системе скважина-пласт. Термостат, внутри которого находится затвердевающий цементный раствор, по всей длине оборудован датчиками давления.

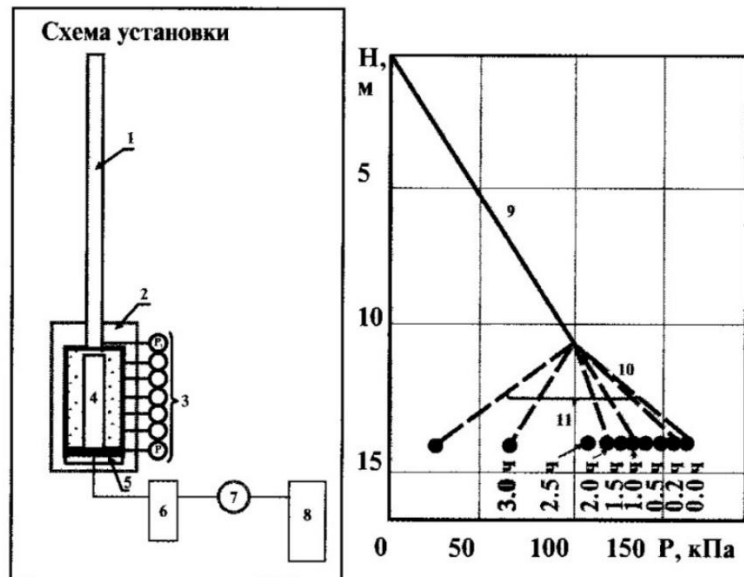


Рисунок 9 – Схема установки для определения изменения гидростатического давления столба цементного раствора: 1 – пресная вода; 2 – термостат, поддерживающий температуру $65,5\text{ C}^\circ$; 3 – датчики давления; 4 – труба; 5 – пористая пластина; 6 – расходомер; 7 – регулятор давления; 8 – азот под высоким давлением; 9 – градиент давления пресной воды плотностью 1 г/см^3 ; 10 – градиент давления тампонажного раствора плотностью $1,965\text{ г/см}^3$; 11 – изменение градиента давления цементного раствора в процессе его затвердевания [17]

В начальный период исследования давление, созданное утяжеленной жидкостью (смесью воды и цементного раствора), на 40 кПа превышает нормальное гидростатическое давление столба жидкости. Примерно через 1 час после начала эксперимента, давление выравнивается, а уже через 4 часа столб цементного раствора практически не создает давления на нижнюю часть цементного кольца. В процессе ОЗЦ, объемная усадка цемента происходит в среднем на 6% . В 1980 году Левайном было установлено, что вероятность миграции газа по заколонному пространству увеличивается с ростом высоты подъема цемента [17].

Исследования состава тампонажных композиций

Во ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было исследовано влияние различных тампонажных композиций на изменение гидростатического давления столба цементного раствора для выбора оптимальных составов по предупреждению газопроявлений при эксплуатации скважин, в т. ч. в многолетнемерзлых породах (рисунок 10) [17].

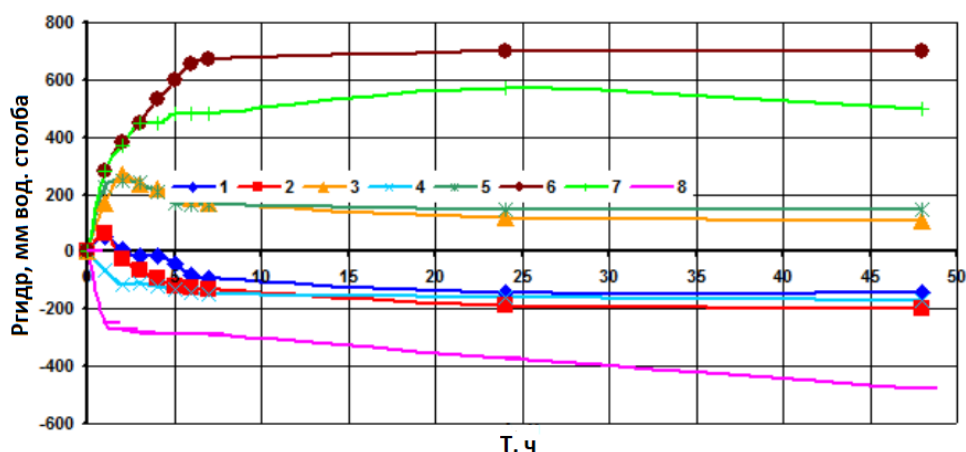


Рисунок 10 – Динамика гидростатического давления столба тампонажного раствора во времени: 1 – 90% портландцемента класса «G», 10 % АПСМС ($\rho = 1,40 \text{ г/см}^3$); 2 – 88% портландцемента класса «G», 12% бентонитового глинопорошка ($\rho = 1,75 \text{ г/см}^3$); 3 – 92% портландцемента класса «G», 8 % вспученного вермикулита ($r = 1,46 \text{ г/см}^3$); 4 – 100 % портландцемента класса «G», ($\rho = 1,92 \text{ г/см}^3$); 5 – 90 % портландцемента класса «G», 5% АПСМС, 5% вспученного вермикулита; 6 – незамерзающий тампон на основе соляробентонитовермикулитовой смеси соответственно, 45 : 51 : 4 % ($\rho = 1,18 \text{ г/г/см}^3$); 7 – незамерзающий тампон на основе соляробентонитовермикулитовой смеси 40 : 57 : 3 % соответственно ($\rho = 1,28 \text{ г/см}^3$); 8 – 88 % портландцемента класса «G», 12% торфа ($\rho = 160 \text{ г/см}^3$) [17]

При анализе результатов зависимости гидростатического давления (рисунок 10), исследованиями были подтверждены выводы Левайна и было доказано, что портландцементная основа в тампонажном растворе не обеспечивает постоянства гидростатического давления за колонной и не

компенсирует его падение, однако сжимаемые композиции, например, смеси на основе бензонита, вермикуллита и дизеля поддерживают противодействие на пласт. Это может быть связано с тем, что незамерзающая смесь не превращается в камень.

Специальные исследования МКД с помощью КВД

Для выявления источника поступления газа в межколонное пространство на скважинах с МКД больше 0,5 МПа проводятся специальные исследования, в основу которых положена методика контроля технического состояния эксплуатационных скважин.

На Заполярном НГКМ на скважинах, оборудованных НКТ и пакером применялась следующая методика [17]:

1. Замеряются начальное межколонное ($P_{\text{МК}}$) и затрубное ($P_{\text{зат}}$) давления;
2. Через фиксированный диаметр стравливающего устройства (задвижки или вентиля) стравливается МКД до минимально возможной величины с его регистрацией во времени с одновременным замером изменения затрубного давления ($P_{\text{зат}}$) в процессе стравливания [17];
3. После закрытия задвижки или вентиля межколонного пространства снимается кривая восстановления межколонного давления (через 1, 3, 5, 10, 15, 20 и 30 минут, а затем через каждые 30 минут) до полного его восстановления с одновременным замером значений $P_{\text{зат}}$. [17];
4. Затрубное давление $P_{\text{зат}}$ стравливается до минимально возможной величины или до момента выхода конденсата. Это давление регистрируется одновременно с замером изменения МКД. Определяется количество выпущенного газа [17];
5. Закрывается задвижка затрубного пространства. Снимается кривая восстановления $P_{\text{зат}}$ через 1, 3, 5, 10, 15, 20 и 30 минут по аналогии со снятием кривой КВД для МКД [17];
6. Одновременно стравливаются $P_{\text{зат}}$ и $P_{\text{МК}}$ в скважине [17];

7. Одновременно закрываются вентили затрубного и межколонного пространств, еще раз снимаются кривые восстановления $P_{\text{зат}}$ и $P_{\text{мк}}$ через 1,3,5,10,15,20 и 30 минут в межколонном и затрубном пространствах [17].

Поступление газа в межколонное пространство по зацементированному заколонному пространству от кровли залежи, минуя затрубное пространство скважины, наглядно иллюстрируется на кривых восстановления давления. Причину поступления газа в такой ситуации можно объяснить только негерметичностью цементного кольца за обсадной колонной скважины.

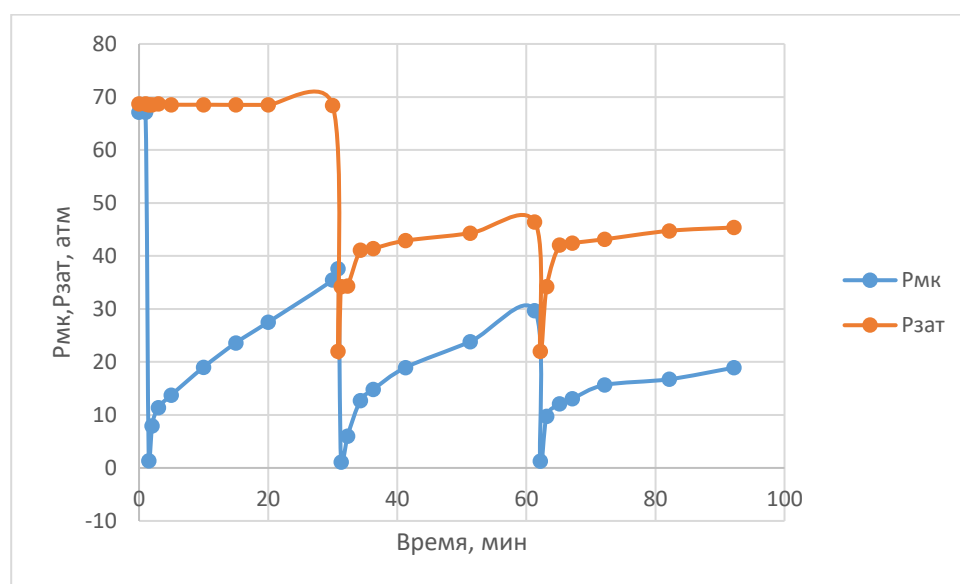


Рисунок 11 – Исследования для определения технического состояния скважины с помощью замера межколонного и затрубного давлений [17]

Комплекс ГИС для оценки качества цементирования

Получение информации о герметичности затрубного пространства является целью проведения контроля качества выполнения цементирования. Основная задача проведения комплекса геофизических исследований заключается в установлении наличия или отсутствия каналов в цементной крепи и в области ее контакта с обсадными колоннами и горной породой.

Метод акустической цементометрии (АКЦ) основан на возбуждении и регистрации импульса упругих колебаний с помощью электроакустических преобразователей. Цементометры измеряют амплитуду первого вступления продольной волны после прохождения через жидкость, колонну, цемент и

горные породы.

Если колонна обсадных труб свободна и не связана с цементом, то распространение упругой волны происходит по металлической конструкции колонны без потери энергии и с малой скоростью. Несцементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом упругих акустических волн. В случае жесткого контакта колонны с цементом упругие колебания, распространяясь по колонне, возбуждают колебания в цементном камне, при этом снижается скорость распространения волны и возникают значительные потери энергии. Снижение амплитуды первого вступления продольной волны и возрастание ее времени прохождения позволяют произвести количественную оценку качества адгезии цемента к породе и обсадной колонне, а также определить высоту подъема цемента.

Метод акустического контроля скважин является одним из основных для определения мест потери цементного кольца, степени сцепления цементного камня с горной породой и обсадной колонной, а также нарушения герметичности колонны. Одним из преимуществ данного метода выступает возможность проведения исследования при коррозионном износе обсадных колонн, однако существенным недостатком является сильное искажение результатов при высоком содержании газа в скважинной жидкости. Интерпретация таких результатов осложнена сильным затуханием продольной упругой волны при ее прохождении через газовую среду. В Приложении 1 представлена качественная оценка степени сцепления цемента с горной породой на фазокорреляционной схеме.

При идентификации источника межколонных давлений возможно применение метода трехкомпонентного геоакустического каротажа. Аномальные значения определяются сравнением трех составляющих ускорения при движении нефти, воды или газа. Рабочий диапазон колебания геоакустических шумов составляет 100-5000 Гц, при этом наибольшие значения частотного спектра соответствуют перетокам газа, а наименьшие – движению

воды. Прибор позволяет определить наличие МП и ЗКЦ по стволу скважины, а также идентифицировать тип потока.

Гамма-гамма цементометрия (ГГКЦ) является модификацией метода гамма-гамма каротажа и служит для оценки однородности распределения тампонажной смеси в затрубном пространстве, определения высоты подъема цемента и его плотности, оценки колонного эксцентриситета, а также контроля технического состояния муфт, пакеров. В ходе данного метода регистрируют интенсивность рассеяния гамма-излучения и строят его зависимость от плотности вещества жидкости в обсадной колонне, материала колонны и состава тампонажного или бурового раствора.

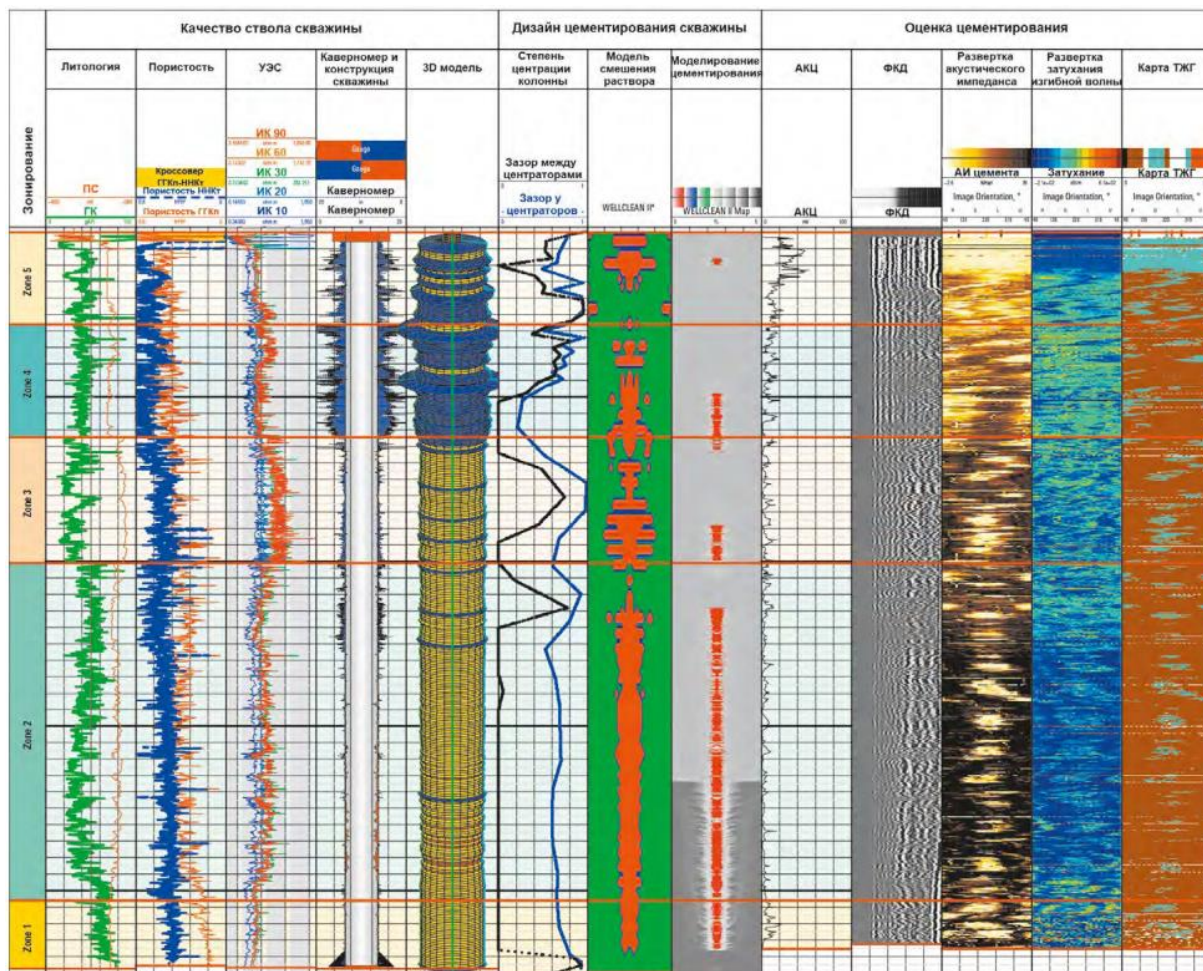


Рисунок 12 – Комплексный анализ данных геофизических исследований для оценки качества цементирования [20]

Комплекс ГИС для определения области заколонных перетоков жидкости и оценки технического состояния обсадных колонн

Для поддержания длительного периода безводной эксплуатации нефтяных скважин, необходимо проводить мероприятия, нацеленные на ограничения водопритока. Для этого очень важно точно определить источник обводнения продукции скважин. Заколонная циркуляция воды и ее прорыв в выше или нижележащие пласты по местам нарушения герметичности обсадных колонн и цементного камня является одной из причин преждевременного обводнения продукции скважин.

Для подбора технологии ремонтно-изоляционных работ, проводят комплекс промыслово-геофизических исследований в обсаженной скважине, включающий следующие способы.

Термометрия – метод решения промыслово-геофизических задач, основанный на регистрации естественных и искусственно-созданных температурных полей посредством записи геотермических диаграмм.

Температурное поле может создаваться не только флюидом, движущимся по стволу скважины, но и стенками скважины, цементным кольцом, а также слагающими пласт горными породам. Каротаж термометрии позволяет регистрировать суммарную информацию о нескольких радиальных температурных полях. Геометрическое начальное распределение температуры, формируемое тепловым потоком из недр Земли и профиль распределения статической температуры принимаются за основу при выявлении тепловых аномалий, вызванных движением флюида в пласте и по стволу скважины.

Дроссельная температурная аномалия, возникающая ниже интервала перфорации, происходит вследствие температурного подогрева нижележащих пластов или в ходе возникновения заколонных перетоков, что и может послужить способом качественного определения интервала негерметичности обсадных колонн. При сравнении уже имеющихся данных по статическому и

геотермическому температурному распределению, новые выявленные отклонения от геотермы напрямую будут свидетельствовать о возможном о наличии водопритоков с других пластов.

Высокочувствительная спектральная шумометрия – метод исследования, основанный на регистрации интенсивности гидродинамических шумов различных диапазонах частот при фильтрации флюида через пористые среды. Движение жидкости или газа в цементном камне, как уже было отмечено ранее, происходит по имеющимся трещинам. Расширение диаметра трещины и уменьшение скорости потока приводит к снижению интенсивности шума. Именно поэтому, шумы, создаваемые при движении потока по заколонному пространству, относятся к более низкому диапазону частот по сравнению с шумами, генерируемыми при движении флюида по пласту-коллектору (рисунок 13).

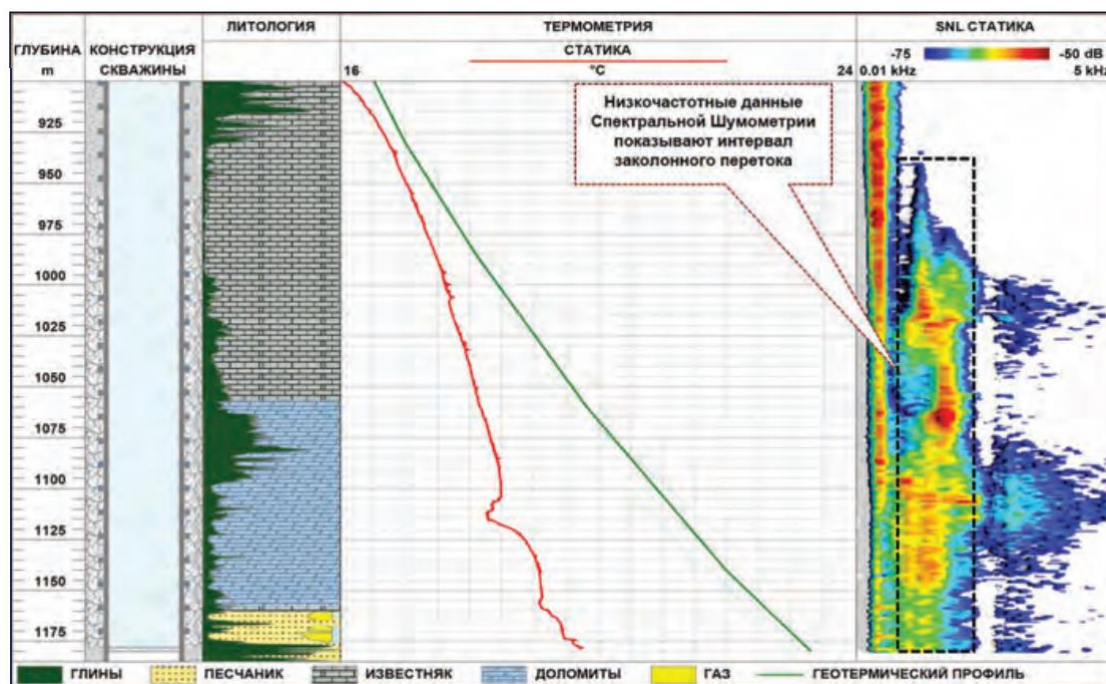


Рисунок 13 – Результаты высокоточной термометрии и спектральной шумометрии при определении интервалов заколонных циркуляций [21]

Метод также используется для выявления интервалов притока жидкости и газа в ствол скважины в том случае, если данный интервал перекрыт лифтовыми трубами. Источниками сигнала шумометрии являются различия

потоков жидкости при их движении из-за турбулизации при взаимодействии с поверхностью твердого тела или препятствиями, а также при фильтрационном режиме течения жидкости.

Определение гидроизоляционных свойств конструкции скважины можно осуществить с помощью метода механической расходомерии. Определение линейной скорости потока жидкости происходит с помощью преобразования оборотов вращения многолопастной турбины, являющейся чувствительным элементом механического расходомера.

Термокондуктивная расходомерия используется для регистрации температуры и сопротивления жидкости. Принцип работы данного вида расходомеров основан на построении зависимости температуры термодатчика от скорости потока жидкости. Термодатчиком служит резистор, нагреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды на 20-40°C. По величине изменения сопротивления потока жидкости можно судить о температуре датчика и скорости потока. Достоинством данного метода выступает чувствительность расходомера. Такие устройства не создают дополнительное гидродинамическое сопротивление потоку жидкости, что позволяет проводить исследования и регистрировать радиальные притоки в диапазоне низких и средних дебитов. Однако показания расходомеров существенно зависят от состава смеси, протекающей по стволу скважины, поэтому осуществление количественной интерпретации возможно только при протекании через термокондуктивный расходомер потока однофазного флюида. Несмотря на этот недостаток, данный метод позволяет проводить качественные исследования на определения негерметичного участка эксплуатационной колонны.

Влагометрия – метод, с помощью которого возможно определить содержание воды в скважинной продукции, а также выделить интервалы ее поступления. Применяются влагомеры, принцип действия которых основан на измерении диэлектрической проницаемости водонефтяной смеси специальным

генератором, в колебательный контур которого включен измерительный конденсатор проточного типа. Материалы и теоретические расчеты показали, что верхний предел количественного определения влагосодержания ограничивается 50 %. При обводнении свыше 50 % возможно производить лишь качественное определение водоотдающих интервалов.

Резистивометрия – метод, основанный на регистрации сопротивления в горных породах и флюиде при оценке продуктивности пласта. Резкое изменение сопротивления фильтрующейся жидкости определяет места нарушения герметичности эксплуатационных колонн.

Гамма-гамма плотнометрия – способ, использующий такое свойство исследуемых жидкостей, как плотность, по величине которой можно с большой точностью судить о соотношении отдельных ее компонент жидкости (нефти, воды) в скважине. Эффективность применения метода наблюдается в высокодебитных скважинах.

Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж – метод нейтронного каротажа, используемый для регистрации плотности тепловых нейтронов с целью определения положения флюидальных контактов и интервалов насыщения коллекторов. Нефтегазонасыщенные породы характеризуются высокими значениями среднего времени жизни тепловых нейтронов, в отличие от водонасыщенных минерализованных интервалов. Метод имеет высокую глубинность исследования и особую чувствительность к содержанию хлора. В отдельных случаях может применяться закачка меченого вещества в виде пачек жидкости на основе раствора NaCl с последующим выделением интервалов заколонных циркуляций в нагнетательных скважинах.

2 СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ

2.1 Анализ технологических показателей для проведения ремонтно-изоляционных работ связанных с межколонными перетоками

При вскрытии нефтеводонасыщенных зон перфорацией и последующем их испытании существует риск получения двухфазного притока с опережающим движением воды из пласта по причине возникновения перетоков пластовых вод.

Для изоляции пластовых вод, поступающих через цементную крепь и по заколонному пространству, подошвенных и контурных вод, поступающих по наиболее проницаемым интервалам и трещинам пласта необходимо изучить следующие технологические показатели [22]:

- степень обводненности, начальные и текущие положения флюидальных контактов;
- дебит нефти, жидкости с начала эксплуатации скважины;
- толщина интервала перфорации и расчлененность пласта;
- физико-химические свойства и объем водоизоляционных составов;
- техническое состояние скважины, особенности ее конструкции, предельно допустимое давление в межколонном пространстве;
- состояние забоя и забойного фильтра и выявить необходимость проведения промывок;
- приемистость целевого пласта для проведения закачки технологических жидкостей и изоляционных составов;

Подбор скважин-кандидатов является важным этапом для достижения эффективности водоизоляционных работ. Скважины должны одновременно иметь высокую обводненность и низкую выработанность запасов для достижения рентабельности проводимых работ. На рисунке 14 представлены степени влияния различных геолого-промысловых и технологических факторов,

среди которых наибольшее влияние на эффективность водоизоляционных работ оказывает обводненность продукции [23].

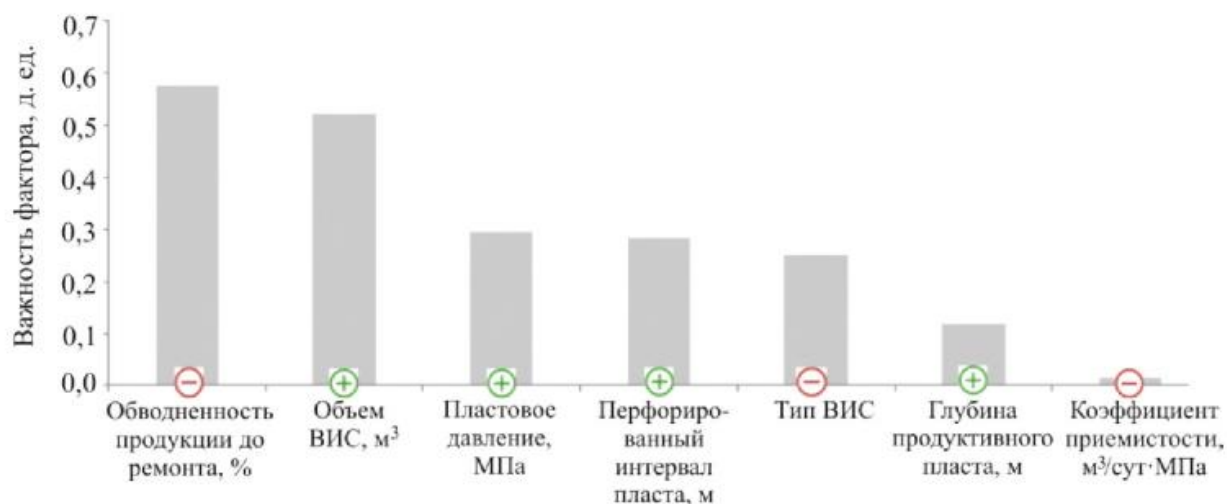


Рисунок 14 – Важность влияния фактора на дебит нефти после мероприятия по изоляции зоны негерметичности [23]

Решение по дальнейшей эксплуатации скважин с МКД принимаются на основании классификации скважин по степени опасности. Класс опасности определяется для каждого межколонного пространства на основании анализа промысловых, лабораторных и геофизических исследований. Для скважин месторождений принимается четыре класса опасности (с первого по четвертый в порядке снижения степени опасности) [24].

Скважины 1-го класса опасности имеют признаки предельного состояния. Ситуация на скважине характеризуется как недопустимая, поэтому она подлежит выводу из эксплуатации, ликвидации МКД с дальнейшим последующим вводом в эксплуатацию или ликвидацией скважины.

Уровень опасности скважин 2-го класса оценивается как значительный. Имеющиеся отклонения от условий безопасной эксплуатации могут привести к возникновению аварийной ситуации. Дальнейшая эксплуатация скважины недопустима без проведения технических (капитальный или текущий ремонт, замена оборудования) и организационных мероприятий по снижению риска аварии.

Уровень опасности скважин 3-го класса оценивается как повышенный. Имеются те или иные отклонения от условий безопасной эксплуатации, которые, однако, не препятствуют возможности выполнения скважиной заданных эксплуатационных функций. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна при выполнении периодических мероприятий по снижению МКД.

Уровень опасности скважин 4-го класса оценивается как незначительный и не превышает допустимых значений для работоспособного состояния скважины. Дальнейшая эксплуатация скважины возможна без проведения дополнительных технических и организационных мероприятий по повышению безопасности при обеспечении контроля за межколонными давлениями.

Классификация скважин с МКД по степени опасности состояния МКП пересматривается один раз в год за исключением скважин 1 класса.

Согласно классификатору капитальных ремонтов скважин, проведение работ, связанных с устранением причин возникновения межколонных и заколонных перетоков можно классифицировать на виды, представленные в таблице 1.

Таблица 1 – Виды работ по капитальному ремонту скважин для устранения причин перетоков флюида [25]

Шифр	Тип работ	Виды работ по капитальному ремонту	Технико-технологические требования к сдаче
КР1-3	РИР	Исправление негерметичности цементного кольца	Снижение обводненности и подтверждение данными ГИС
КР1-4	РИР	Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточными колоннами, кондуктором	Отсутствие нефтегазопроявлений на поверхности, подтверждение качества цемента данными ГИС
КР2-1	Устранение негерметичности ЭК	Устранение негерметичности тампонированием	Герметичность при гидроиспытании
КР2-2	Устранение негерметичности ЭК	Установка металлического пластыря	Герметичность при гидроиспытании

2.2 Современные технологические подходы по ликвидации межколонных перетоков

Установка компоновки пакерной изоляции

Негерметичные резьбовые соединения служат каналами перетока газа из колонны в заколонное пространство и являются одной из причин межколонных или межскважинных проявлений при освоении и эксплуатации скважин.

Нарушение герметичности резьбовых соединений могут возникать вследствие недостаточной степени свинчивания обсадных колонн, пренебрежения применением или некорректного использования специальной смазки и уплотнителей, нарушения соосности резьбовых концов свинчиваемых труб и муфт, а также при чрезмерных растягивающих нагрузках, когда происходит выход трубы из муфты.

Для полного скручивания труб используют гидравлический ключ с установленным манометром, который определяет силу свинчивания. При значительном темпе падения давления (более 0,1 МПа за 30 мин) можно использовать поинтервальные опрессовки колонны с применением пакера для устранения места нарушения колонны.

Пакер – широко востребованное устройство, предназначенное для герметичного разобщения интервалов обсадной колонны с целью отсечения вышерасположенной зоны негерметичности, защиты продуктивного пласта и продолжения отбора пластового флюида с помощью ЭЦН без проведения дорогостоящих РИР обсадной колонны.

Применение однопакерных компоновок возможно при необходимости отсечения вышележащего водоносного интервала. Установка таких компоновок возможна как в жесткой сцепке, так и в автономном режиме, при этом любая компоновка должна предусматривать снижение рисков возникновения осложнений в процессе эксплуатации. Отвод газа из интервала ниже пакера может осуществляться по газоотводной трубке до устья. Такой способ использовался в компании АО «Белкамнефть». На скважинах с большим

газовым фактором в компании АО «Самотлорнефтегаз» пакер спускался на двухлифтовой колонне труб. После установки пакера при запуске скважины газ из интервала ниже пакера будет подниматься по кольцевому пространству между НКТ большего и меньшего диаметра, а пластовая жидкость будет подниматься по внутреннему диаметру НКТ.

Установка и снятие пакера 4ПМС-КВ компании ООО «Югсон-Сервис» осуществляется с помощью осевых манипуляций без вращения колонны НКТ и без опоры на забой. Соединение пакера с НКТ обеспечивает правильную и надежную ориентацию пакера относительно НКТ с кабелем электроцентробежного насоса [26].

При монтаже пакера исключается повреждение жил кабеля на участке со снятой броней: жилы изолированы и защищены от воздействия внешних механических повреждений.

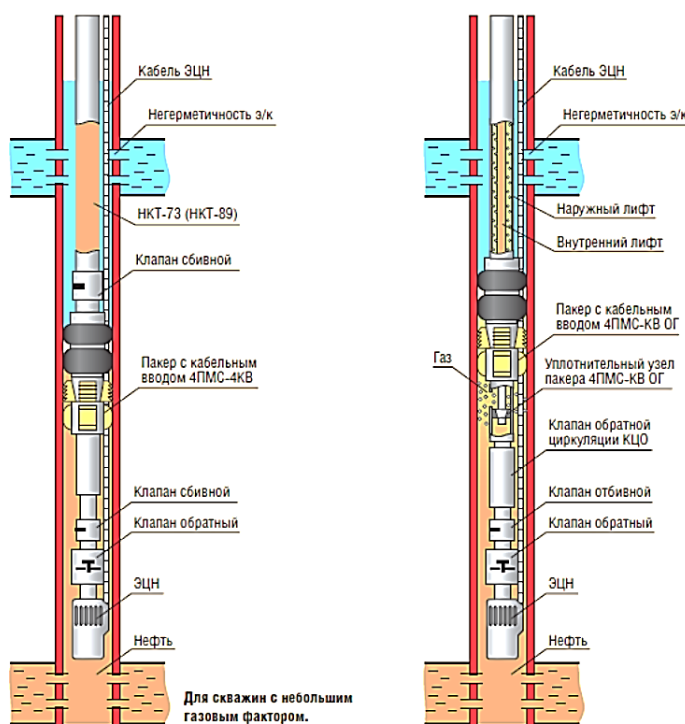


Рисунок 15 – Однопакерная компоновка изоляции зон негерметичности

Пакер позволяет отсечь затрубное пространство. На забое до пакера через НКТ можно создавать более высокое давление, чем могла бы выдержать вся обсадная колонна. Так, можно опрессовать колонну по частям или, закачав

до пакеровки к месту нарушения цементный раствор, после пакеровки задавить раствор под более высоким давлением в зону нарушения.

Установка компоновки двухпакерной изоляции

Длительную изоляцию зон негерметичности интервала эксплуатационной колонны возможно осуществлять с применением двухпакерной компоновки с установкой ЭЦН как выше изолируемого интервала, так и ниже (рисунок 16).

Компоновка позволяет надежно изолировать интервал эксплуатационной колонны до 1500 м без проведения дорогостоящих РИР в наклонных, горизонтальных и, в том числе, глубоких скважинах. Такие компоновки нашли применение на месторождениях компании ООО «Лукойл-Западная Сибирь». Устанавливается нижний пакер механическим способом, а верхний – гидравлически с помощью установочной компоновки.

Применение двухпакерной компоновки при РИР позволяет:

- исключить многократные дорогостоящие РИР с применением тампонажных изоляционных материалов;
- сократить время проведения РИР;
- надежно изолировать негерметичный интервал ЭК;
- сохранить коллекторские свойства изолируемого пласта;
- извлечь компоновку и переустановить ее в другом интервале;
- увеличить межремонтный период эксплуатации скважины;
- ускорить ввод скважины в эксплуатацию.

В случае расположения водоносного пласта, выступающего причиной заколонного перетока жидкости или газа или обнаружения негерметичности ЭК на глубине ниже спущенного ЭЦН, в скважину спускается пакерная установка для ликвидации перетока (рисунок 16 а) [27].

При высоком газовом факторе и давлении на приёме насоса ниже давления насыщения технологическая схема может быть дополнительно оснащена системой перепуска газа, например, с внутренним дополнительным

концентрическим трубопроводом, соединяющим затрубные пространства под нижним пакером и над верхним пакером (рисунок 16 б) [27].

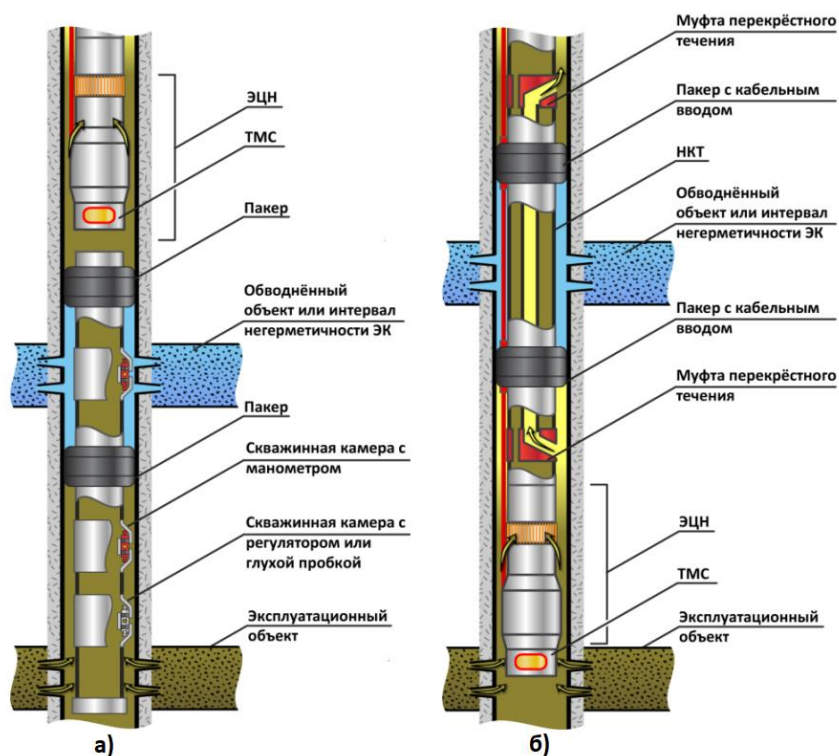


Рисунок 16 – Компонировка двухпакерной изоляции:

а) изоляция интервала негерметичности ниже насоса; б) изоляция интервала негерметичности выше насоса с системой перепуска газа

Установка разбуриваемых мостовых пробок

Разбуриваемые мостовые пробки ПМ и ПМЗ представляют собой разбуриваемые пакеры, предназначенные для временного или постоянного отключения пластов и проведения РИР в подпакерной зоне под давлением. Мостовые пробки серии ПМ служат для того, чтобы непосредственно перекрыть интервал изоляции ЭК, а ПМЗ – для проведения заливки в подпакерной зоне. Обе разновидности мостовых пробок изготавливаются из легкоразбуриваемых материалов, могут разбуриваться фрезером и долотом в течении 2-4 часов.

Установку пробок можно осуществить гидравлическим способом, с помощью установочной компоновки ГУК, путем создания избыточного давления в насосно-компрессорных трубах.

Конструкция ГУК позволяет проводить цементировочные работы сразу после посадки мостовых пробок, как в подпакерной, так и в надпакерной зонах. При этом все оборудование рассчитано на эффективное использование в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах (рисунок 17).

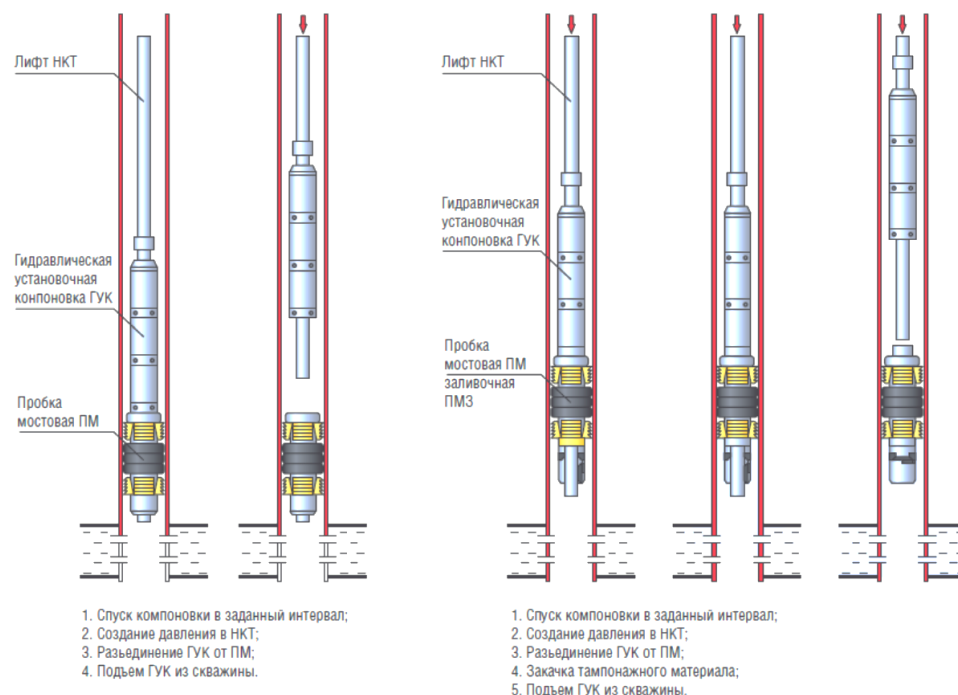


Рисунок 17 – Схема установки мостовых пробок

Универсальность и конструктивная простота мостовых пробок позволяет с их использованием значительно сокращать время проведения технологических операций при РИР с соответствующим снижением стоимости работ. В том же, технология имеет преимущество на месторождениях с высокими значениями фильтрационно-емкостных свойств, там, где установка цементного моста не позволяет изолировать горизонт стандартными цементами. Применение ПМ и ПМЗ позволяет существенно (до двух раз) сократить время РИР по сравнению с применением стандартной установки цементного моста.

Это относится к таким видам РИР, как изоляция заколонной циркуляции, изоляция негерметичности эксплуатационной колонны, отключение верхнего и нижнего интервалов перфорации, изоляция негерметичности эксплуатационной колонны в сеноманских отложениях (рисунок 18) [26].

Также есть возможность после закачки тампонирующих составов производить докрепление цементным раствором с последующим сохранением подпакерного давления на время ОЗЦ, в ходе которого допускается проведение спускоподъемных операций.

Максимальная глубина установки порядка 4500-4600 м при плотности раствора 2,24 т/м³. Применение технология нашла на Ямбургском и Уренгойском НГКМ.

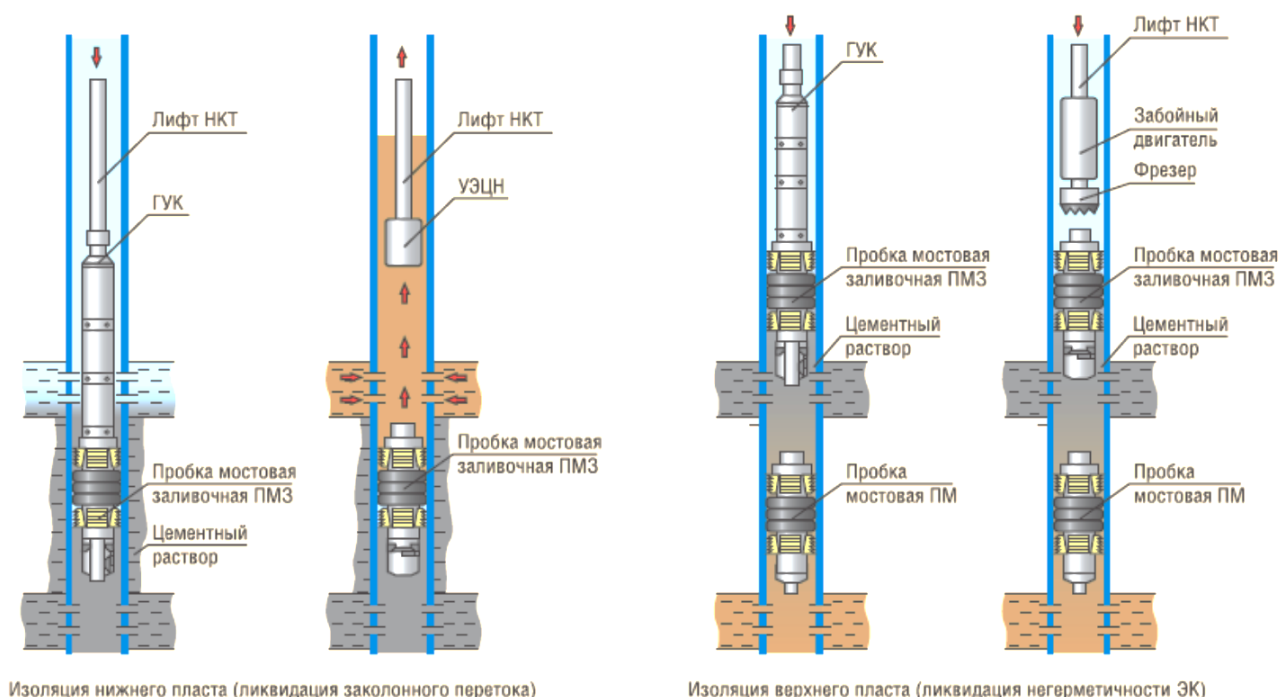


Рисунок 18 – Принципиальные схемы применения мостовых пробок

Устранение негерметичности тампонированием

Тампонирование – изоляция сквозных дефектов обсадных колонн и наращивание цементного кольца за ними для повторной герметизации соединительных узлов (резьбовых соединений, муфт ступенчатого цементирования), а также изолирования каналов межпластовых перетоков между непродуктивными горизонтами (рисунок 19).

Непроницаемая перемычка для нефти, газа или воды может составлять в высоту несколько десятков метров.

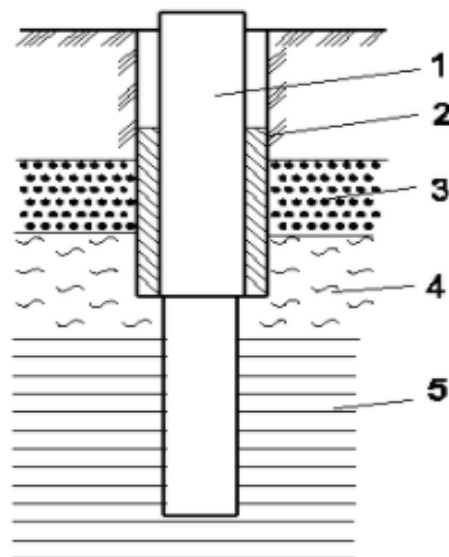


Рисунок 19 – Общая схема тампонажа:

1 – колонна обсадных труб; 2 – тампонажный материал; 3 – изолируемый пласт; 4 – водонепроницаемый пласт; 5 – водоносный пласт

При тампонировании на колонный фланец герметично крепят устьевую арматуру, через которую раствор тампонажного цемента закачивают в колонну и затем продавливают в изолируемую зону под давлением. Скважину оставляют в покое на период ожидания затвердевания цемента под воздействием достигнутого давления или предварительно снизив его до планируемого.

Для устранения негерметичности обсадных колонн, когда местоположение дефекта не установлено, применяют тампонирование под давлением с непрерывной прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству скважины. Для этого, нижний конец НКТ устанавливают на 5-10 м выше искусственного забоя. В качестве материала используют гелеобразующие полимерные тампонажные материалы или водонерастворимые портландцементы. Если в месте намечаемого тампонирования залегает пласт глины мощностью 2-3 м, то тампонирование осуществляют задавливанием башмака обсадной колонны в глину, предварительно пробурив этот пласт на 0,5-0,6 м [28].

Приготовленную смесь закачивают в затрубное пространство, не превышая допустимого давления в колонне. По мере перехода раствора из

затрубного пространства в НКТ, постепенно уменьшают подачу насосов, снижают давление прокачки на 20 - 30% ниже первоначального и вымывают излишки смеси на поверхность. Далее поднимают НКТ и оставляют скважину на ожидание затвердевания цемента.

В случае, если в процессе эксплуатации наблюдались межколонные проявления, после отключения интервала перфорации башмак НКТ устанавливают на 200-300 м выше нижней границы предполагаемого интервала негерметичности.

В том случае, если установленный цементный мост оказался не на требуемой глубине из-за высоких значений приемистости скважины или в зоне с неблагоприятными геологическими условиями, в таком случае необходимо проводить повторные операции для достижения качества изоляции. В среднем затраты на установку цементного моста составляют 48-50 часов, что превышает время на установку мостовой пробки практически три раза.

Установка металлических пластырей

В случае достоверной информации о негерметичности резьбового соединения используют метод установки металлического пластыря, широко применяемый компанией ПАО «Татнефть». Суть этого метода заключается в том, что продольно-гофрированный металлический пластырь, изготовленный из тонкостенной цилиндрической трубы и покрытый герметизирующим материалом (эпоксидной смолой), спускают в подготовленный участок скважины на специальном устройстве и расширяют дорнирующим элементом этого устройства для сопряжения пластыря с колонной в месте дефекта [29].

Во время подготовительных работ производят установку цементного моста на 50-100 м выше интервала перфорации для отсечения продуктивного пласта, шаблонирование для выявления проходимости инструмента и обязательное выявление местоположения дефекта в колонне с его последующим уточнением геофизическими методами.

С помощью спускаемого «пластыря», представляющего собой мягкую тонкостенную трубу, сложенную в «гармошку», поврежденные участки колонны изолируются. Если одна труба имеет длину 15 метров, то с помощью сборных перекрывателей можно закрывать участки колонны длиной 100-200 метров.

Пластырь из тонкостенной трубы из стали марок 10, 20 и X18H10T с толщиной стенки 3 мм позволяет обеспечить герметичность эксплуатационной обсадной колонны при избыточном внутреннем давлении до 20 МПа и депрессии до 7-8 МПа. Стандартная длина пластыря 9 м, однако существует вариация удлиненных сварных пластырей длиной в 15 м, но при этом его длина должна быть не менее чем на 3 м длиннее повреждения [29].

Устройство установки пластыря

На рисунке 20 изображено устройство установки пластыря в колонне обсадных труб, которое спускается по колонне НКТ и ориентируется на дефект.

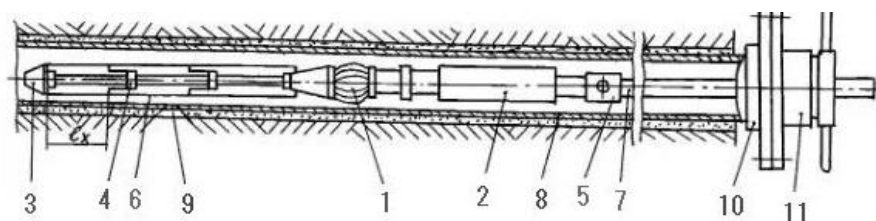


Рисунок 20 – Устройство для установки пластыря:

- 1 – дорнирующая головка; 2 – силовой толкатель; 3 – нижний упор пластыря; 4 – промежуточные упоры пластыря; 5 – циркуляционный клапан; 6 – пластырь; 7 – колонна НКТ; 8 – обсадная труба; 9 – дефект; 10 – фланец; 11 – устьевой упор

Технология установки стального пластыря в обсадной колонне представляет собой следующий алгоритм (рисунок 21) [28]:

1. На устье скважины собирают дорн с продольно-гофрированной трубой;
2. Дорн с заготовкой пластыря спускают на НКТ или бурильных трубах и устанавливают в интервале нарушения обсадной колонны;

3. Соединяют нагнетательную линию со спущенной колонной труб, с помощью насоса цементировочного агрегата создают давление и производят запрессовку пластыря. Давление в головке дорна должно быть в 1,3-1,5 раза выше, чем при последующей протяжке пластыря;

4. Приглаживают пластырь дорнирующей головкой при избыточном давлении 12 МПа не менее 4-5 раз;

5. Не извлекая дорн из скважины, спрессовывают колонну;

6. Поднимают колонну труб с дорном, осваивают и вводят скважину в эксплуатацию по утвержденному плану. Оценку качества работ производят в соответствии с требованиями действующей инструкции.

Преимуществом технологии является незначительное сужение эксплуатационной колонны, возможность изолировать участки на глубине установки до 3000 м. К недостаткам можно отнести сложность сборки и эксплуатации, повышенную металлоемкость и высокую трудоемкость проведения операций.

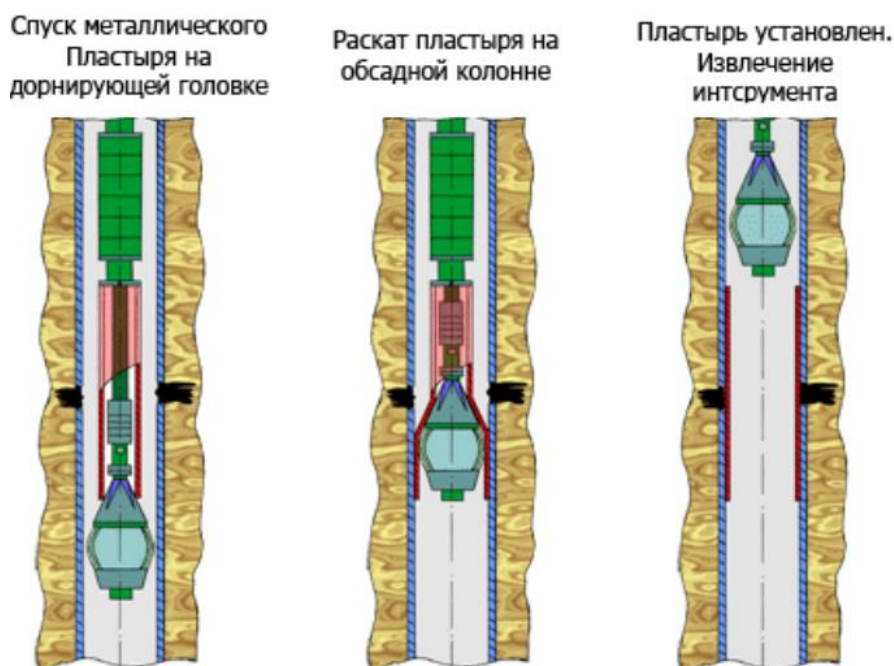


Рисунок 21 – Процесс установки металлического пластыря

Вариативность методов установки стальных пластырей ограничивается не только использованием расширяющих устройств. Существует метод установки с использованием тепловой энергии расширения специально подобранных композиций (растворов и порошком), закачиваемых в полость пластыря. Используемый набухающий материал должно обеспечивать увеличение в объеме не менее чем в два раза примерно за 3-24 часа. Таким требованиям удовлетворяет раствор порошка НРС-1 в соотношении с водой 10:3 [28].

Еще одним методом, основанным на специфических свойствах некоторых сплавов (Ti-Ni, Fe-Ni, Co-Al-Ni и т.д.) выступает установка пластыря из материала с эффектом «памяти формы» (рисунок 22).

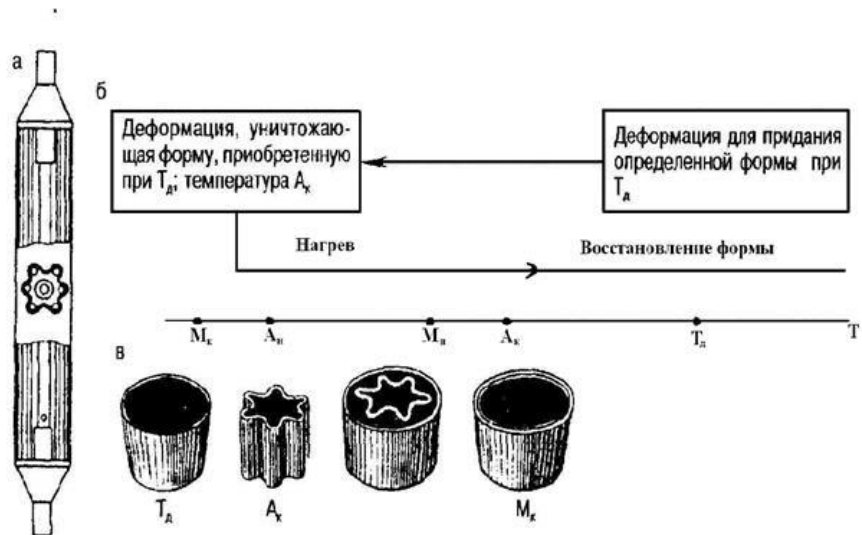


Рисунок 22 – Устройство и интерпретация эффекта «памяти формы» пластыря [28]:

а) устройство для установки пластыря; б) обоснование эффекта; в) изменение формы пластыря

Суть эффекта состоит в следующем:

1. Пластическая деформация материала при температуре T_d выше температуры полиморфного мартенситного превращения M_n до придания определенной формы;

2. Охлаждение до температуры, достигая которую пластырь принимать «гофрированную» технологически требуемую форму;

3. Нагрев до температуры обратного мартенситного превращения A_k и восстановление формы, заданной при высокой температуре T_d .

Эластомерные заклонные разбухающие пакеры

Установка различных модификаций полимерных пакеров компании FREECAP является безопасным средством разобщения пластов не только для раздельной добычи из нескольких горизонтов, но и для безопасной эксплуатации скважин с потенциально возможным нарушением целостности цементного камня.

Разбухающие пакеры, контактируя со скважинной средой или буровым раствором способны увеличиваться в объеме практически в 3 раза. Расширившийся эластомер, контактируя с цементом в области повышенных нагрузок, предотвращает его разрушение и обеспечивает целостность цементной крепи на протяжении долгого периода времени (рисунок 23).

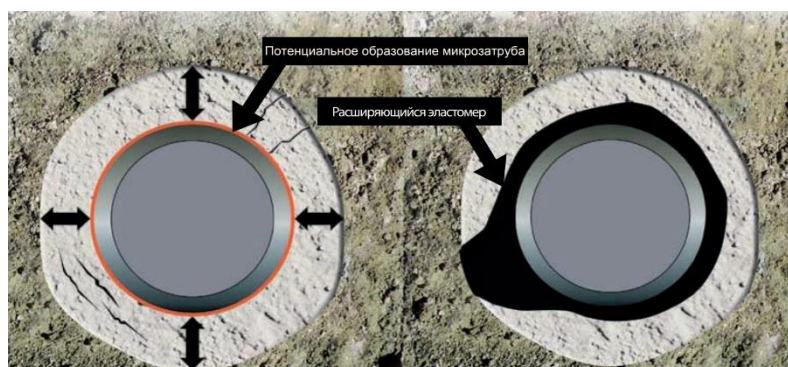


Рисунок 23 – Обеспечение целостности цементной крепи

2.3 Анализ материалов и химических компонентов, используемые для проведения ремонтно-изоляционных работ при ликвидации межколонных и заклонных перетоков

Основными критериями, определяющими выбор водоизоляционного состава, являются фильтрационно-емкостные свойства коллектора, источник обводнения, механизм образования водонепроницаемого экрана, а также его прочность и долговечность. Кроме того, необходимо учитывать технологические

особенности закачки состава в пласт. Исходя из этого, к составам, применяемым для ограничения водопритока и для устранения перетока по цементному кольцу, необходимо предъявлять следующие базовые требования:

- низкая стоимость и отсутствие дефицита компонентов;
- высокая фильтруемость в пористые среды для создания изолирующего экрана большого радиуса;
- регулируемые в широких пределах реологические характеристики, обеспечивающие более равномерный охват воздействием неоднородных коллекторов;
- высокая блокирующая способность композиции;
- обеспечение создания прочного и стабильного водоизоляционного экрана в порах пласта в широком диапазоне пластовых температур;

В зависимости от способа воздействия изолирующего материала на проницаемость горной породы выделяют селективный и неселективные композиции.

Используемые технологии сокращения притока вод в скважины, в зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные.

Неселективный метод изоляции заключается в закачке состава, который затвердевает вне зависимости от характера насыщения породы. Отверждающими компонентами в таком случае выступают смолы и цементные растворы. Однако неэффективность данного метода состоит в изоляции не только водонасыщенных, но и газо- и нефтенасыщенных интервалов. В таком случае возможно применять избирательное действие селективных композиций.

В соответствии с механизмом образования селективных составов, можно выделить 4 категории химических реагентов для проведения РИР [30]:

- гелеобразующие (полимеры, производные целлюлозы, мономеры);
- осадкообразующие (сложные эфиры, органические силикаты);

- гидрофобизирующие (ПАВ, аэрированные жидкости);
- пенные системы и эмульсии.

Особую важность при комплексном подходе на различных этапах внедрения технологий в области капитального ремонта представляет грамотное планирование для эффективного внедрения того или иного подхода:

1. Изучение технико-геологической информации промысловых данных по скважине;
2. Выбор технологии и лабораторное моделирование внутрискважинных процессов;
3. Проектирование, разработка технологии закачки;
4. Прогноз эффективности технологии;
5. Подготовка объекта к производству работ;
6. Инженерно-технологическое сопровождение работ;
7. Анализ эффективности выполненных работ.

Изолирующие полимерные составы

Для ликвидации МКД на предприятии АО «СевКавНИПИГаз» нашла применение технология, основанная на использовании вязкоупругих составов (ВУС) [31]. Такие системы применяются для ликвидации негерметичности ЭК, ликвидации ЗКЦ и могут использоваться для изоляции обводненных пропластков. Составы обладают хорошими структурно-механическими свойствами, стойкостью к микроорганизмам, высокой адгезией к породам.

В состав данного компонента входит полимер, водород в качестве растворителя, сшивающий агент, регулятор гелеобразования и газовыделяющая композиция для повышения надежности герметизации межколонного пространства. Такой состав, в результате поликонденсации продуктов, представляет собой технологическую жидкость, свойства которой сочетают особенности полимера и резиноподобного тела, что обуславливает конечные упругие деформации и вязкоупругие аномалии.

Такая селективная композиция представляет интерес при ликвидации МКД, так как существует возможность разрушения состава под действием деструктора. Таким образом, ВУС пригоден для исправительной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн.

К технологическим параметрам ВУС относится быстрое и регулируемое время гелеобразования (1-2 часа) и повышенный градиент прорыва газа (0,01 МПа) через состав, кратность пены 1,3.

Сама технология ликвидации МКД включает в себя несколько этапов:

- определение приемистости межколонного пространства;
- расчет объема ВУС для проведения РИР;
- закачка ВУС в межколонное пространство и последующая задавка специального раствора;
- ожидание затвердевания полимерного состава;
- проведение газогеохимических исследований.

В рассмотренной статье, после проведения РИР величина МКД в двух скважинах уменьшилась примерно в 8 раз, также существенно снизился уровень загазованности приповерхностных отложений в ходе газогеохимических исследований.

Предупреждение образования МКД с помощью устьевого генератора силовых волн (УГСВ) и вязкопластичного агента

Межколонные перетоки проявляются ввиду наличия МКД в заколонном пространстве газовых и газоконденсатных скважин. Устранить некачественное цементирование и последствия негативного влияния особенностей геологических условий можно с помощью селективных композиций и ряда технологических решений, таких как установка цементного моста, разбухающих пакеров. Однако далеко не во всех скважинах данные мероприятия могут оказаться эффективными, что может привести к ликвидации скважины.

Отличительной особенностью следующего способа выступает применение генератора силовых волн для уплотнения тампонажного раствора и

последующее заполнение кольцевого межколонного пространства вязкопластичным агентом на углеродной основе (ВСН).

Необходимо применять комплексный подход, который будет затрагивать применение технологий качественного диагностирования, например, трехкомпонентный геоакустический каротаж для определения интервалов и источников межколонных давлений и межпластовых перетоков (рисунок 24).

Сам же метод состоит из подачи тампонажного раствора в скважину ($\rho_{p-ра} = 2,5 \text{ г/см}^3$), при этом раствор циркулирует по стволу и доходит выше башмака колонны, в результате чего происходит крепление скважины.

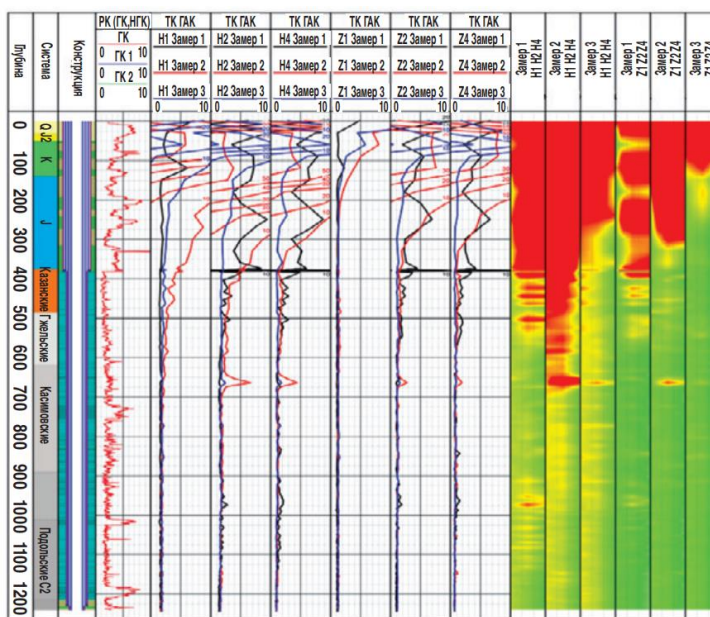


Рисунок 24 – Определение источника межколонных давлений методом трехкомпонентного геоакустического каротажа [32]

Установка устьевого генератора силовых волн (УГСВ) монтируется на цементировочной головке (рисунок 25) и запускается на 15-20 минут после того, как продувочная пробка достигла уплотнительного кольца в обсадной колонне в положении «стоп». Уплотнение тампонажного раствора происходит за счет возникновения упругих волн Рэлея, создаваемых генератором. Волны распространяются по обсадной колонне и продавочному раствору, передаются тампонажному раствору, в результате чего происходит усадка и уплотнение цементного раствора. Таким образом, ультразвуковое и вибрационное

воздействие повышают прочность цементного камня и снижают его проницаемость.

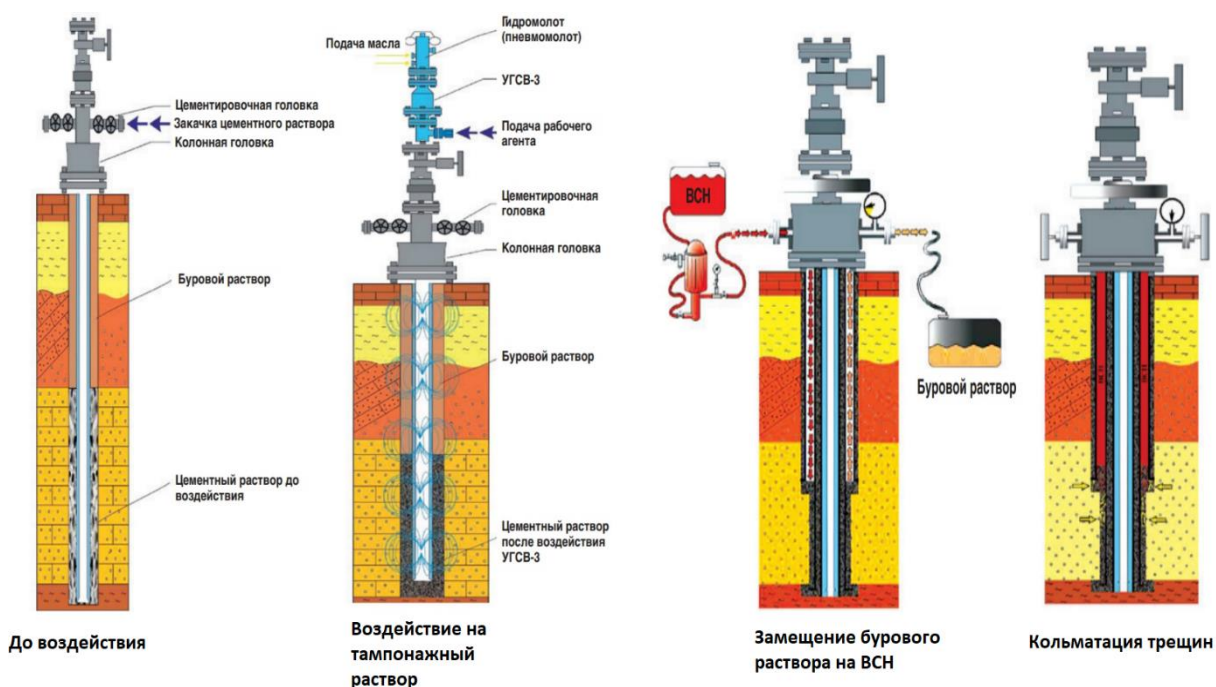


Рисунок 25 – Технология предупреждения межколонных перетоков

Перед началом периода ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), уплотнение раствора исключает проявление плохой адгезии и интенсивной водоотдачи раствора и, как следствие, данная операция приводит к более качественному цементированию и сцеплению тампонажного раствора с обсадной колонной и горной породой.

После того, как завершится процесс ОЗЦ, для большего эффекта, буферный раствор замещается вязкопластичным агентом на углеродной основе в случае неподъема цемента до устья. Замещение происходит вследствие создания противодействия на устья раствором агента, плотность которого много выше плотности бурового раствора (рисунок 25). Контроль производится с помощью трехкомпонентного геоакустического каротажа и магнитоимпульсного дефектоскопа, чьим преимуществом является устранение влияния температурных аномалий на каротаже термометрии.

Данная технология нашла широкое применение при ликвидации МКД на различных нефтегазовых месторождениях России: Астраханском,

месторождениях им. Ю. Корчагина, Волгоградской области и Краснодарского края.

В таблице 2 представлены задачи, которые можно решить с помощью устьевого генератора УГСВ-1 и УГСВ-3.

Таблица 2 – Задачи, решаемые с использованием волновой технологии

Решаемая задача	Оборудование	Условия применения
Интенсификация притока	УГСВ-3, ТК ГАК	Перфорированный открытый ствол
Уплотнение тампонажного раствора	УГСВ-3	Межколонное пространство
Исключение прилипания бурильного инструмента	УГСВ-3	Открытый ствол
Предупреждение МКД	Насос высокого давления, УГСВ-1	Закачка ВСН в МКП
	ТК ГАК, магнитоимпульсный дефектоскоп	Исследования до и после закачки ВСН

Кремнийорганический тампонажный состав «ПЛАСТ СТ»

Отверждающиеся неселективные химические реагенты образуют прочную кристаллическую структуру. Устранение МКД на газовых скважинах может быть осуществлено с помощью применения кремнийорганического состава «ПЛАСТ СТ» с последующей обработкой тампонажными материалами. Совместное применение данного состава с изоляционными материалами также позволяет устранить заколонные циркуляции.



Рисунок 26 – Внешний вид состава «ПЛАСТ-СТ»

Особенностью данной химической композиции является возможность производить полнообъемное отверждение, а также отсутствие усадки на протяжении длительного периода времени. Твердый продукт устойчив к

высокоминерализованным водам и сероводородной агрессии.

Закачку состава, в случае возникновения перетока из нижележащего водоносного пласта осуществляют через разбуриваемый пакер. В 2019 году на Уренгойском НГКМ коэффициент успешности использования состава составил 92%, в результате чего удалось добиться изоляции водопритока и снижения общей обводненности продукции.

Таблица 3 – Условия применимости состава «ПЛАСТ СТ» [33]

Устойчивость к депрессии в пласте, МПа	50
Вязкость рабочих растворов, сПз	1-3
Возможность химического разрушения	С помощью щелочей
Коэффициент восстановления проницаемости, %	>90
Температура применения, °С	до 200

Гелеобразующий органосиликатный состав «ПОЛИСОМ»

Органосиликатные составы по механизму образования изоляционного экрана относятся к осадкообразующим реагентам. Такие составы приводят к образованию осадка в результате гидролиза.

«ПОЛИСОМ» представляет собой двухкомпонентный порошковый состав на основе органополисиликатов натрия. Такие системы с регулируемым временем гелеобразования позволяют создавать экраны любой толщины на заданном расстоянии от забойной зоны с образованием в высокопроницаемой зоне пласта гелей с необходимой прочностью, стойкостью к размыву и депрессии, что позволяет применить их как для нагнетательных, так и для добывающих скважин.

Состав позволяет снизить приемистость скважины перед установкой цементного моста. Гелеобразующий состав может использоваться как для устранения заколонных циркуляций, так и для ограничения водопритока. Существенным преимуществом композиции выступают высокие структурно-механические свойства геля и высокая стабильность в несшитом состоянии.

На Оренбургском НГКМ при проведении РИР на скважине, которая числилась в бездействующем фонде по причине обводнения, проводилась

установка цементного моста с предварительным снижением приемистости данной композицией. В таблице 4 представлены физико-химические показатели композиции.

Таблица 4 – Показатели состава «ПОЛИСОМ» [33]

Время отверждения, час	1-12
Тип коллектора	любой
Температура применения, °С	До 250
Динамическая вязкость рабочей формы состава при н.у, сПз	1-3
Возможность химического разрушения	С помощью щелочей

Микроцемент «SOLDSTONE»

Специальная тампонажная композиция «SOLDSTONE» с низкой вязкостью тампонажного раствора используется для докрепления гелеобразующего состава (например «СилонВелл»). Особенностью композиции выступает малый медианный диаметр частиц цемента (около 6 мкм), что примерно в 6 раз меньше диаметра частиц стандартной цементной композиции. В высокотемпературных скважинах с терригенным коллектором на Песчаном месторождении были проведены водоизоляционные работы с целью создания блокирующего экрана [34].

Ликвидация негерметичности интервалов эксплуатационных колонн и восстановление цементного кольца происходит за счет низкой водоотдачи раствора, низкой вязкости и его высокой проникающей способности.

Тампонажный раствор может содержать пеногаситель и понизитель водоотдачи. Для состава характерна высокая подвижность и высокая способность проникать в пористую среду, а также повышенная изолирующая способность и возможность управлять технологическими параметрами цементного раствора, внедряя специальные добавки. В таблице 5 приведено сравнение некоторых свойств раствора «SOLDSTONE» и портландцемента класса G.

Таблица 5 – Сравнение свойств микроцемента «SOLDSTONE» и портландцемента класса G

Параметр	Микроцемент «SOLDSTONE»	Портландцемент класса G
Медианный диаметр частиц, мкм	6	40
Удельная поверхность, м ² /кг	900	300
Плотность, кг/м ³	1700	1850
Растекаемость, мм	200	260-265
Время загустевания, ч	4	3,3

Применение пеноцемента

Пеноцемент представляет собой композицию, которая состоит из цементного раствора, пенообразователя и инертного газа. Инертный газ (преимущественно азот), который содержится в смеси, позволяет поддерживать гидростатическое давление столба цементного раствора на нижележащие водоносные пласты при переходе из жидкого состояние в твердое, что препятствует возникновению движущей силы заколонных и межколонных перетоков.

Пенообразователь в составе цементного раствора снижает уровень водоотдачи, что способствует не только сокращению площади контакта цемента с породой, но и предотвращению образования свободной воды. Каналы, которые в обычных условиях заполняет свободная вода, способствуют протеканию заколонных миграций газа и жидкости в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Пеноцементный камень имеет улучшенные механические свойства за счет повышенных значений эластичности, сжимаемости и устойчивости к циклическим нагрузкам. На рисунке 27 представлены результаты гидравлических испытаний пеноцементного и обычного растворов на давление опрессовки с последующим пропусканием через межколонное пространство флюоресцентной жидкости.

Обычный цементный камень разрушился после опрессовки при давлении 35 МПа, а пеноцемент остался герметичным после опрессовки под давлением 61 МПа. Такой эффект достигается за счет пористой структуры, не позволяющей

распространяться трещинам по всему камню.

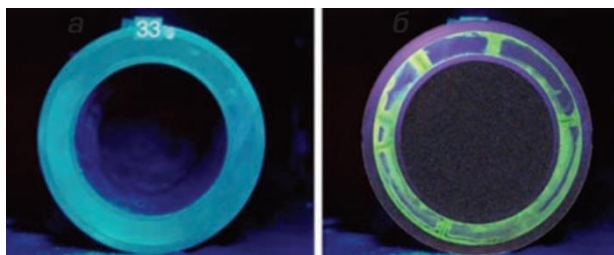


Рисунок 27 – Испытание образцов цемента и пеноцемента высокими давлениями [35].

Для приготовления пены при заданной степени насыщения цементного раствора азотом и заполнения ею МКП скважины необходимо в дополнение к стандартному цементировочному оборудованию использовать пеногенератор или высокопроизводительный эжектор (рисунок 28) и компрессорную установку для закачки инертного газа.

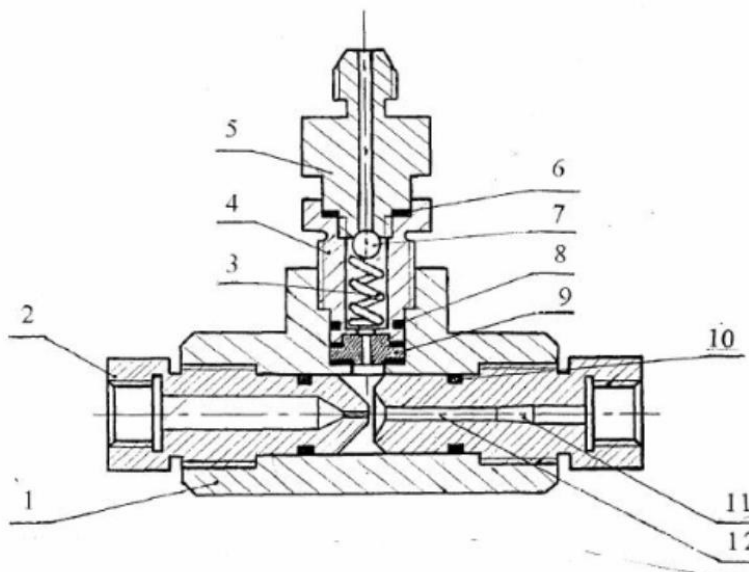


Рисунок 28 – Эжектирующее устройство для пенообразования:

1 – корпус; 2 – сопло; 3 – пружина; 4 – обратный клапан; 5 – газоподводящий штуцер; 6 – прокладка; 7 – шариковый клапан; 8,10 – уплотнительные кольца; 9 – диафрагма; 11 – диффузор; 12 – камера смешения

Эмульгирующий нефтяной раствор ПАВ

Данный раствор представляет собой инвертную эмульсию на основе нефтяного раствора ПАВ. Такие системы применяются для ликвидации ЗКЦ,

селективной изоляции обводненных участков и опережающей водоизоляции скважины при бурении растворами на углеводородной основе. Преимуществом выступает способность поглощать большое количество воды, простота приготовления раствора, увеличение вязкости при увеличении водной фазы в эмульсии, возможность закачки в больших объемах, стойкость к высокоминерализованным водам, а также возможность приготовления высоковязких блокпачек.

Параметры эмульсии:

- плотность от 800 до 1000 кг/м³;
- электростабильность не ниже 200 В;
- кратно удерживаемый объем воды, не менее 5.

Результаты РИР по селективной изоляции водопритоков на Сугмутском и Барсуковском месторождениях приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение показателей проведения ремонтных работ [36]

№ скважины, месторождение	Используемые реагенты, м ³		Дебит жидкости, м ³ /сут		Обводненность, %		Дебит нефти, м ³ /сут	
	Тампона жный раствор	Объе м	До РИР	После РИР	До РИР	После РИР	До РИР	Посл е РИР
2100 Сугмутское	Стандарт	80	342	250	95	93	15,1	15
11449 Сугмутское	Микро	20	61	96	93,6	88	11	11,7
3229 Барсуковское	Стандарт	85	803	320	99	96,5	10	9,6
1637 Барсуковское	Микро	80	124	75	97	90	3,7	6,8

2.4 Расчет эффективности проведения ремонтно-изоляционных работ при ликвидации негерметичности цементного кольца и перетока жидкости

При ликвидации заколонных циркуляций можно проводить последовательную закачку изоляционного состава и цементного раствора (смолы).

Рассмотрим случай закачки технологических жидкостей через интервал перфорации в водонасыщенном пласте. Ниже представлен расчет

технологических параметров водоизоляционных работ с использованием модели закачки однофазной несжимаемой жидкости [37].

Скорость распространения фронта изолирующего состава в пласте:

$$\frac{dr_1^1(t)}{dt} = \frac{Q_1(t)}{2\pi r_1(t)h_1 m_1} \quad (11)$$

где r_1^1 – радиус экрана геля в нефтенасыщенном пласте, м; h_1 – толщина продуктивного пласта, м; m_1 – пористость нефтенасыщенной породы, д.е; Q_1 – расход геля, м³/сут.

Скорость распространения изолирующего состава по цементной крепи:

$$v = \frac{Q_2(t)}{Sm_f} \quad (12)$$

где Q_2 – расход смолы в нефтенасыщенный пропласток, м³/сут; S – площадь сечения цементного кольца, м²; m_f – пористость цементного кольца, д.е.

Расход изолирующего состава в цементном кольце:

$$Q_2(t) = \frac{2\pi h_1(p_{к2} - p_{к1}) + QA_1(t)}{A_1(t) + 2\pi h_1 B_1(t)} \quad (13)$$

где $A_1(t)$ – коэффициент, учитывающий проницаемость водонасыщенного пласта по воде и нефтенасыщенного по нефти и физико-химические свойства состава флюида; $B_1(t)$ – коэффициент, учитывающий проницаемость цементного кольца по воде и свойства водоизолирующего гелеобразного состава; Q – суммарный расход геля и цемента, м³/сут.

Суммарный закаченный объем первого состава:

$$V = 2\pi h_1 m_1 ((dr_1^1(t))^2 - R_w^2) + 2\pi h_2 m_2 ((dr_2^1(t))^2 - R_w^2) + 2\pi h_f m_f (R_w^2 - R_c^2) \quad (14)$$

где r_2^1 – радиус экрана геля в водонасыщенном пласте, м; R_w – радиус долота, м; R_c – радиус скважины, м; m_1 – пористость водонасыщенной породы, д.е;

Критическое давление на забое, которое было достигнуто в процессе продвижения изоляционного состава по трещинам:

$$P_{кр} = \rho_1 gh + \frac{\mu_1(t)}{\mu_a} \cdot \frac{Q}{q} \quad (15)$$

где ρ_1 – плотность геля, кг/м³; h – расстояние от устья до интервала перфорации, м; μ_1 – вязкость геля, Па·с; μ_a – вязкость воды, Па·с; q – удельная приемистость интервала изоляции, м³/(сут·Па).

Расход цементного раствора при его закачке после гелеобразующего состава (по аналогии с формулой 13):

$$Q_2(t) = \frac{2\pi h_1(p_{к2} - p_{к1}) + Q^s A_2(t)}{A_2(t) + 2\pi h_1 B_2(t)}$$

где Q^s – расход цемента при закачке, м³/сут; $A_2(t)$ – коэффициент, учитывающий проницаемость нефтенасыщенного пласта по нефти и по воде и физико-химические свойства цементного раствора; $B_2(t)$ –

Определяется критический градиент давления созданных экранов в нефтенасыщенном и водонасыщенном пластах.

$$G_{кр.н} = \frac{\alpha_1 \cdot \tau}{\sqrt{k_1}}; G_{кр.в} = \frac{\alpha_2 \cdot \tau}{\sqrt{k_2}}, \quad (16)$$

где α_1 и α_2 – коэффициенты пропорциональности нефте- и водонасыщенной части; τ – предельное статическое напряжение сдвига; k_1, k_2 – средневзвешенные проницаемости нефте- и водонасыщенных пластов.

Зная критический градиент давления, мы можем определить предельную депрессию пласта.

$$\Delta P_{н(в)} = G_{кр.н(в)} \cdot R_{н(в)} \quad (17)$$

где $R_{н(в)}$ – радиус экрана в нефтенасыщенном и водонасыщенном пласте соответственно.

Для оценки устойчивости экрана значения полученных предельных депрессий сравниваются с прогнозируемой целевой депрессией после РИР. Образовавшийся экран считается устойчивым, если рассчитанное значение

предельной депрессии больше депрессии, ожидаемой после РИР с учетом «запаса прочности». В противном случае считается, что экран будет вынесен из пласта.

Об успешности проведения РИР можно судить в том случае, если предельная депрессия будет удовлетворять следующим условиям:

$$\Delta P_v > \Delta P_{\text{прогн}} + ZP \quad (18)$$

$$\Delta P_n < \Delta P_{\text{прогн}} \quad (19)$$

где $\Delta P_{\text{прогн}}$ – прогнозная депрессия после проведения работ; ZP – экспертно-определенный запас прочности.

Оптимальный объем закачиваемого состава должен обеспечивать требуемый уровень устойчивости экрана в водонасыщенном пласте при минимальном общем объеме состава и минимальном количестве состава, попавшего в нефтенасыщенный пласт.

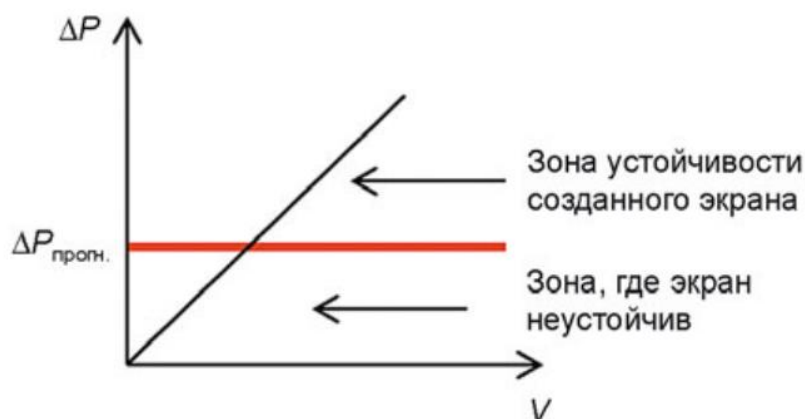


Рисунок 25 – Зависимость предельной депрессии от объема закачиваемого состава

3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Правильный выбор технологии РИР носит комплексный характер и состоит из следующих этапов:

1. Установление критериев выбора скважин-кандидатов под РИР;
2. Экономическая оценка потенциала скважины после РИР;
3. Анализ геолого-технических условий;
4. Выбор тампонажного или изоляционного материала;
5. Построение и моделирование технологии РИР;
6. Оценка эффективности выполненных работ.

Для выбора скважины-кандидата на проведение РИР по устранению негерметичности эксплуатационной колонны принимаются следующие критерии, представленные на рисунке 26.

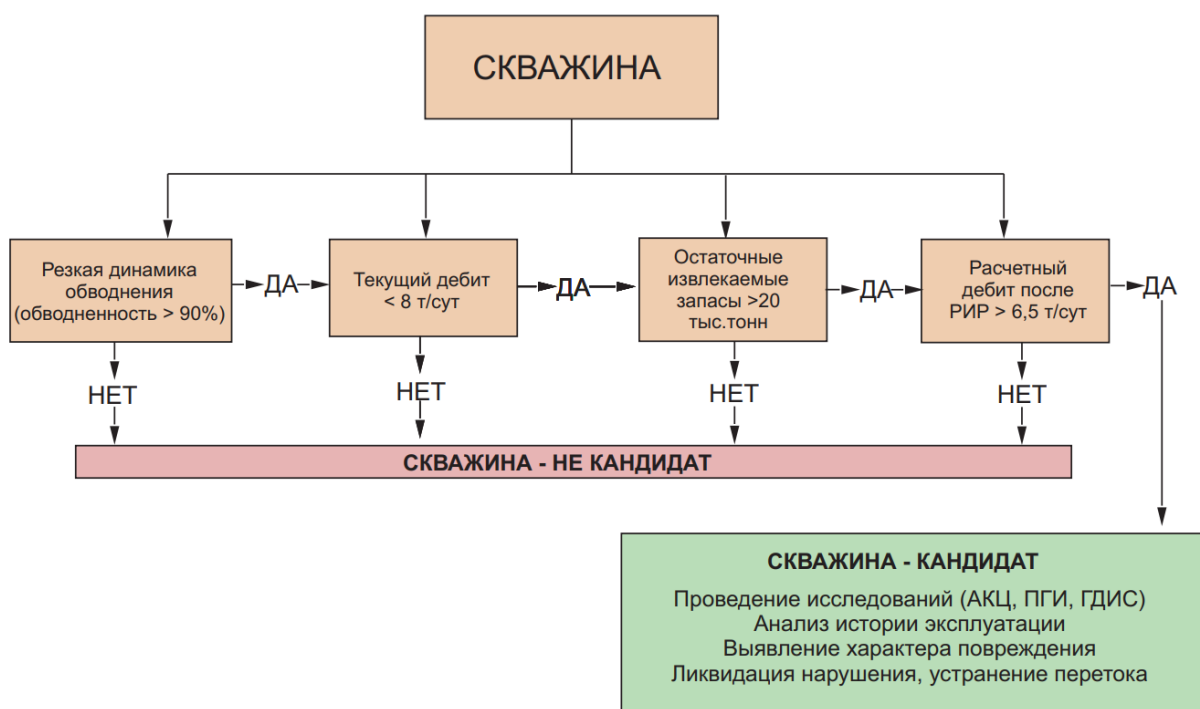


Рисунок 26 – Критерии выбора скважины-кандидата для проведения ремонтно-изоляционных работ

Основной тип материалов, применяемый для проведения работ по ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн – неселективные отверждающиеся.

На рисунке 27 представлена блок-схема составления дизайна РИР для ликвидации циркуляций жидкости за обсадной колонной. Параметры эффективной трещиноватой среды цементного состава и расчет закачки селективных изолирующих материалов можно произвести в соответствии с формулами 11-17. Если какой-либо из составов не получается закачать по причине возрастания давления на забое, то необходимо изменить объем закачки на меньший, либо реагент на обладающий меньшей плотностью, и провести повторный расчет радиусов.

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: состав с большим статическим напряжением сдвига, смолу или цемент – с большей адгезией и прочностью.

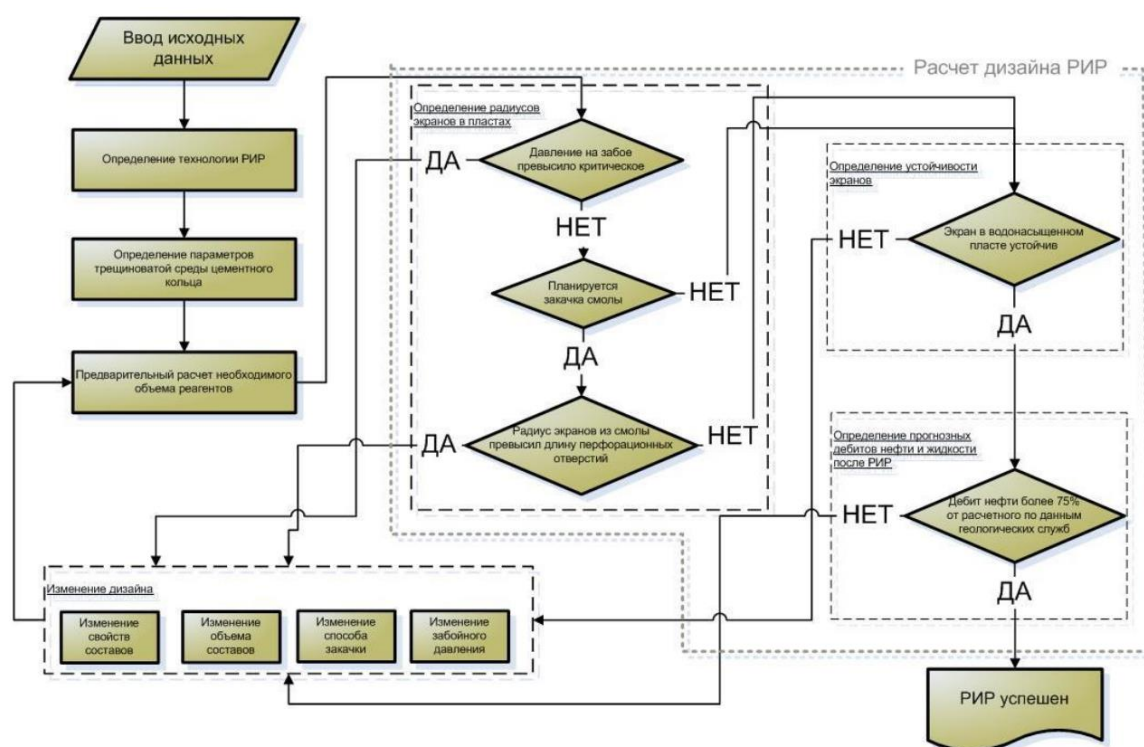


Рисунок 27 – Уточнение дизайна ремонтно-изоляционных работ для ликвидации заколонных перетоков [37]

Проектирование ремонтно-изоляционных работ можно осуществлять в программном комплексе «РН-КИН», в модуле «Дизайн РИР», с помощью которого можно смоделировать селективную изоляцию обводненных пропластков, ликвидацию ЗКЦ, тампонирувание обводнившейся зоны пласта и т.д. Программа используется в дочерних обществах компании ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» и позволяет оперативно интегрировать данные технологического режима, геофизических исследований скважин и свойства отверждающихся и гелеобразующих составов.

Выбор технологии РИР для ликвидации негерметичности цементного кольца при устранении заколонных циркуляций и негерметичности эксплуатационной колонны осуществляют с учетом матриц выбора (рисунок 28-29). При этом используются следующие данные: направление перетока, толщина отключаемого пласта, удельная приемистость объекта изоляции, допустимая депрессия на объект изоляции [37].

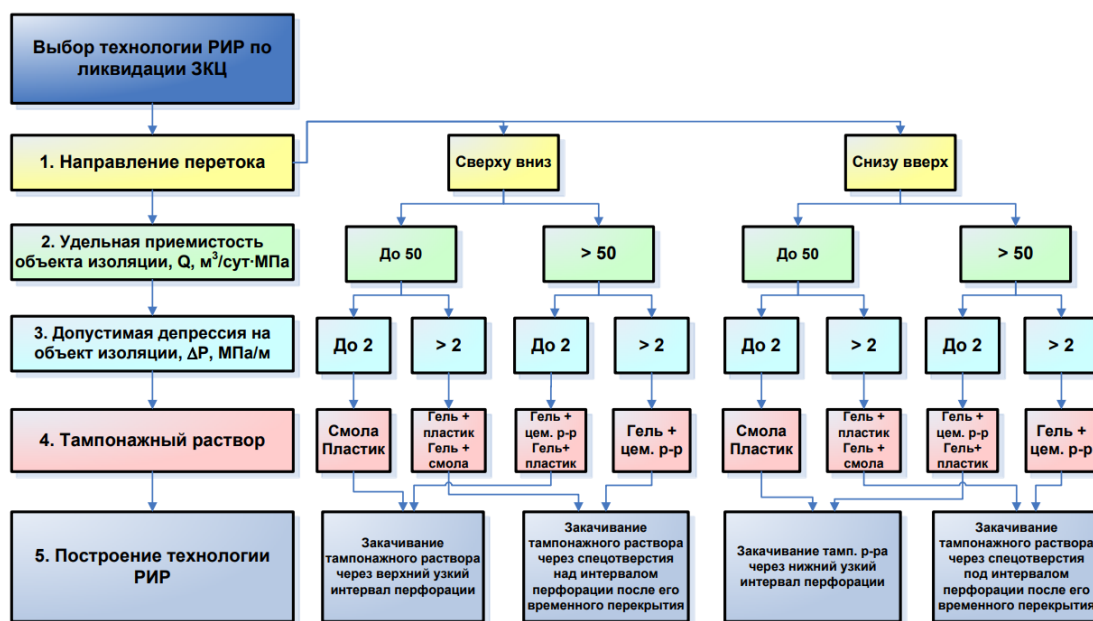


Рисунок 28 – Матрица выбора технологий ремонтно-изоляционных работ для ликвидации заколонной циркуляции [37]

При выборе технологических методов, обращают внимание на количество и протяженность интервала нарушений эксплуатационной колонны.

При этом, могут использоваться стальные гофрированные пластыри и компоновки пакерных изоляций на глубинах порядка 2000 м.

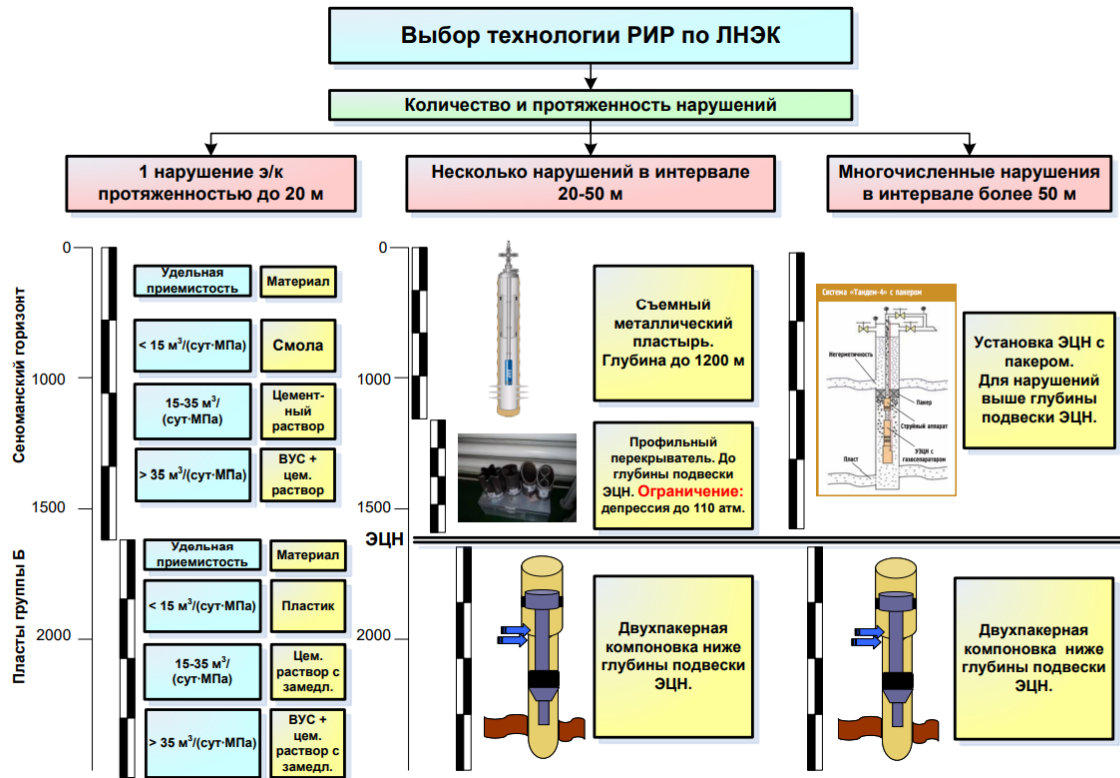


Рисунок 29 – Матрица выбора технологии ликвидации негерметичности обсадной колонны [37]

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Снегиревой Яне Валерьевне

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, финансовых и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости материально – технических, финансовых и человеческих ресурсов выполнялся на основе рыночных цен и данных с предприятий Западной Сибири.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расходов материала согласно смете затрат на внедрение данной технологии. Рассчитанная ставка дисконтирования 14%.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30% на основании пункта 1 ст. 58 закона №213 – ФЗ.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	<i>Выполнение SWOT анализа технологии проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР)</i>
2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	<i>Определение структуры работ в рамках внедрения модификации технологии установки цементного моста, установление продолжительности работ и построение диаграммы Ганта.</i>
3. <i>Составление бюджета инженерного проекта (ИП)</i>	<i>Расчет материальных затрат, затрат на оборудование, основной заработной платы исполнителям, накладных расходов, отчислений во внебюджетные фонды.</i>
4. <i>Оценка экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности технологии РИР производится на основе данных с предприятия</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>Диаграмма Ганта</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		13.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Снегирева Яна Валерьевна		13.04.2022

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Многие нефтяные и газовые компании, разрабатывающие крупные месторождения Западной Сибири, в процессе эксплуатации нефтяных и газовых скважин, сталкиваются с проблемой возникновения межколонных и заколонных перетоков жидкости и газа. Такие перетоки могут оказать негативное влияние на эксплуатацию скважин, привести к их преждевременному обводнению или даже к открытому фонтанированию. Применение различных химических и технологических методов для борьбы с вышеуказанными осложнениями могут оказаться неэффективными, что и обуславливает необходимость применения комплексного подхода к проведению ремонтно-изоляционных работ.

Процесс восстановления характеристик работы скважины и устранения межколонных давлений в межтрубном пространстве является довольно трудоемким и ресурсозатратным процессом, проведение которого требует предварительной экономической оценки. Экономическая эффективность выполнения ремонтно-изоляционных работ в скважине может быть оценена с помощью расчета прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все затраты: на материалы, на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на капитальный ремонт скважины, амортизацию оборудования, налоговые исчисления.

Для решения проблемы ликвидации межколонных давлений ООО ПКФ «Недра-С» предлагает технологию закачки герметизирующего состава для создания цементного моста с последующей обработкой устьевым генератором силовых волн (УГСВ) для получения лучшего качества цементного камня.

В данном разделе приведен расчет экономической эффективности после проведения мероприятия по установке цементного моста на примере нефтяной скважины X.

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

4.1.1 Технология Quality Advisor

Для того, чтобы описать качество нового способа проведения РИР и оценить его перспективность на рынке, воспользуемся методикой QuaD.

Инструментом оценки качества новой разработки выступает средневзвешенная величина показателей оценки качества разработки и оценки ее коммерческого потенциала (формула 20) [38].

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i, \quad (20)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки; V_i – вес показателя (в долях единицы); B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,04	90	100	0,9	3,60
2. Помехоустойчивость	0,01	60	100	0,6	0,60
3. Надежность	0,08	70	100	0,7	5,60
4. Унифицированность	0,05	100	100	1	5,00
5. Уровень материалоемкости разработки	0,10	20	100	0,2	2,00
6. Уровень шума	0,05	80	100	0,8	4,00
7. Безопасность	0,10	85	100	0,85	8,50
8. Потребность в ресурсах памяти	0,05	50	100	0,5	2,50
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,11	90	100	0,9	9,90
10. Простота эксплуатации	0,09	30	100	0,3	2,70
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,01	50	100	0,5	0,50
12. Ремонтопригодность	0,01	30	100	0,3	0,30

Продолжение таблицы 7

Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность продукта	0,1	90	100	0,9	9
14. Уровень проникновения на рынок	0,01	60	100	0,6	0,6
15. Перспективность рынка	0,04	50	100	0,5	2
16. Цена	0,08	75	100	0,75	6
17. Послепродажное обслуживание	0,01	15	100	0,15	0,15
18. Финансовая эффективность научной разработки	0,05	70	100	0,7	3,5
19. Наличие сертификации разработки	0,01	100	100	1	1
Итого	1				67,45

Посчитанная по формуле 20 средневзвешенная величина составила 67,45. Значение диапазона 60-79 соответствует разработке с перспективностью выше среднего [38]. Таким образом, предлагаемая технология установки цементного моста с последующей обработкой устьевым генератором силовых волн является перспективной. Особое внимание следует уделить критерию «простота эксплуатации» для УГСВ, так как вес данного критерия составляет практически 10%, однако в процентном соотношении данная позиция охарактеризована, как слабая.

4.1.2 SWOT-анализ

SWOT (Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы)) – это комплексный анализ, позволяющий оценить внешнюю и внутреннюю среду проекта. Для начала описываются сильные и слабые стороны проекта, определяются его возможности и угрозы, составляется матрица SWOT (таблица 8) [38].

Таблица 8 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны мероприятий: С1. Ликвидация межколонных давлений; С2. Применимость метода при эксплуатации месторождений Западной Сибири; С3. Повышение качества цементирования за счет уплотнения цементного моста; С4. Увеличение нефтеотдачи месторождения; С5. Использование современного и высокоточного оборудования.</p>	<p>Слабые стороны мероприятий: Сл1. Необходимость правильного выбора скважины-кандидата; Сл2. Необходимость подбора соответствующей технологии РИР; Сл3. Вероятность непродолжительного эффекта.</p>
<p>Возможности: В1. Совершенствование изоляционных составов; В2. Снижение стоимости расходных материалов; В3. Совершенствование методики закачки состава; В4. Увеличение дебита нефти; В5. Снижение вероятности выброса газа в атмосферу; В6. Уменьшение затрат на добычу;</p>	<p>В связи с высокой обводненностью продукции месторождений РФ, половина фонда добывающих скважин требует проведения РИР. Совершенствование технологий и изоляционных свойств используемых реагентов приведет к продолжительному результату от мероприятия, снижению выбросов парниковых газов, снижению межремонтного периода скважин и увеличению конечного коэффициента извлечения нефти.</p>	<p>Все слабые стороны технологии не могут быть ликвидированы. Однако Сл3 может быть устранена посредством доработок изоляционных составов и технологий.</p>
<p>Угрозы: У1. Использование других методов снижения обводненности; У2. Переход на альтернативные источники энергии; У3. Появление других методов РИР; У4. Введение дополнительных требований государства к проведению работ</p>	<p>РИР не только сокращает добычу попутно-добываемой воды, но и увеличивает дебит нефти.</p>	<p>Дороговизна мероприятий и риск получения неудовлетворительного результата ремонтных работ могут стать поводом для пересмотра и смены метода воздействия, а возможно и включения скважин в бездействующий фонд.</p>

Далее составляются интерактивные матрицы (таблица 9, 10, 11, 12) для выявления соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям

окружающей среды [38].

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта 1

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	0	-
	B2	0	+	0	-	-
	B3	+	+	+	+	+
	B4	+	+	+	+	+
	B5	+	0	+	-	+
	B6	+	+	+	0	-

Примечание. «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, «-» означает слабое соответствие; «0» – при сомнениях между «+» и «-».

Таблица 10 – Интерактивная матрица проекта 2

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	0	+	+
	B2	+	+	-
	B3	+	+	-
	B4	+	0	+
	B5	+	+	+
	B6	-	-	0

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта 3

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	0	-	+	+
	У2	-	+	-	-	+
	У3	+	+	+	+	+
	У4	0	0	+	0	0

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта 4

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	-	-	-
	У3	+	0	+
	У4	+	0	0

Таким образом, была проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с помощью SWOT-анализа. Были определены сильные и слабые стороны технологии. В результате анализа установлено, что посредством доработок изоляционных составов и технологий, слабые стороны мероприятий

можно минимизировать.

4.2 Планирование проведения ремонтно-изоляционных работ

4.2.1 Структура проведения работ

Планирование комплекса проведения ремонтно-изоляционных работ осуществляется в соответствии с РД 153-39-023-97 «Правила ведения ремонтных работ в скважинах» [25]. При этом, необходимо определить:

- структуру работ и ее продолжительность;
- количества исполнителей для каждой из работ;
- графика проведения ремонтных работ.

Результатом планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Перечень этапов работ и распределение ролей исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовительные работы	1	Глушение скважины	Мастер КРС, Бурильщик, Помощник бурильщика
	2	Спуск НКТ с пакером	
	3	Гидроиспытание НКТ	
	4	Определение приемистости вскрытого интервала пласта	
	5	Выбор тампонажного раствора	
Установка цементного моста	6	Закачка тампонажного раствора под давлением в заданный интервал	
Обработка устьевым генератором силовых волн (УГСВ)	7	Монтаж УГСВ на цементировочную головку	
	8	Запуск установки в работу	
	9	Отключение и демонтаж установки	
Проведение испытаний	10	Поднимают НКТ и скважинное оборудование	
	11	Проведение геофизических и гидродинамических исследований	
Заключительные работы	12	Демонтаж обвязки цементировочной техники	

4.2.2 Трудоемкость выполнения работ

Составление бюджета на выполнения ремонтных работ бригадой КРС является важной частью экономического обоснования применения технологии установки цементного моста с обработкой волновым генератором.

Среднее значение трудоемкости работ может быть определено по формуле 21 [38]:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5} \quad (21)$$

где $t_{ожi}$ – 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 работы в рабочих днях [38]:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i} \quad (22)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни; $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для оценки длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой 23 [38]:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (23)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях; $k_{\text{кал}}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент можно определить по формуле 24 [38]:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (24)$$

где $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году; $T_{\text{вых}}$ – общее количество выходных дней в году; $T_{\text{пр}}$ – общее количество праздничных дней в году.

Таблица 14 – Временные показатели проведения ремонтных работ

Название работы	Трудоёмкость работ									Длительность работ в рабочих днях, $T_{\text{рi}}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{\text{кi}}$
	t_{min} , чел-дни			t_{max} , чел-дни			$t_{\text{ож}}$ чел-дни				
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3		
1. Подготовительные работы	4,80	4,80	4,80	5,93	5,93	5,93	5,25	5,25	5,25	1,75	2,59
2. Установка цементного моста	18	18	18	22,9	22,9	22,88	19,95	19,95	19,95	6,65	9,84
3. Обработка УГСВ	1,17	1,17	1,17	2,00	2,00	2,00	1,50	1,50	1,50	0,50	0,74
4. Проведение испытаний	13,5	13,5	13,5	16,3	16,3	16,31	14,63	14,63	14,63	4,88	7,22
5. Заключительные работы	1,95	1,95	1,95	2,79	2,79	2,79	2,29	2,29	2,29	0,76	1,13
Итого:	39,4	39,4	39,4	49,9	49,9	49,9	43,6	43,6	43,61	14,54	21,52

Примечание: Исп. 1 – мастер КРС, Исп. 2 – бурильщик, Исп. 3 – помощник бурильщика

На основе таблицы составлена диаграмма Ганта (таблица 15) [38]. Начало работ запланировано на 4 апреля 2022 года. Суммарная длительность – 22 дня.

Таблица 15 – Диаграмма Ганта

№	Вид работ	Исп	$T_{\text{кi}}$, кал. дн.	Продолжительность работ										
				Апрель 2022										
				1	4	7	10	13	16	19	22	25	28	
1	1. Подготовительные работы	Исп1 Исп2 Исп3	3		■									
2	2. Установка цементного моста		10			■	■	■	■					
3	3. Обработка УГСВ		1						■	■				
4	4. Проведение испытаний		7							■	■	■	■	
5	5. Заключительные работы		1										■	

4.3 Бюджет проведения ремонтно-изоляционных работ

В данной части раздела будет проведён расчет затрат на проведение одной операции в скважине. В расчете учитываются затраты на расходные материалы, оплату труда, страховые и амортизационные отчисления, а также накладные расходы.

Проведение РИР считается дорогостоящим процессом. Известно, что не всегда удастся выполнить этот тип работ удачно с первого раза, поэтому приходится дополнительно тратить время и ресурсы на достижение необходимого результата. Тем не менее, последующая выгода покрывает все расходы, и компания-недропользователь получает прибыль. Рассмотрим это на примере скважины X.

4.3.1 Расчет материальных затрат и амортизации специального оборудования при проведении работ

В качестве используемых материалов для проведения технологической операции используется неселективная композиция АКОР-1. В подготовительные работы при испытании пласта на приемистость была включена кислотная обработка. Применяются плашки в количестве 6 штук, все используемые материалы и их актуальная стоимость приведены в таблице 16.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле 21 [38]:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (21)$$

где m – количество видов материальных ресурсов при КРС; $N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов (химических составов); C_i – цена приобретения единицы i -го вида ресурсов (руб./шт., руб./тонн, руб./м³ и т.д.); k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы равный 15%.

Изоляцию проводят с помощью кремнийорганических тампонажных материалов на основе алкоксиорганического реагента (АКОР), так как данный

материал является наиболее оптимальным по соотношению цены и качества при подборе композиции тампонажного состава.

Поскольку используемая в процессе ремонта скважины техника подвержена как физическому, так и моральному износу, необходимо учитывать амортизационные отчисления и закладывать их в конечную стоимость операции.

Таблица 16 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
АКОР-1	тонн	1	64 500,87	74176
Соляной раствор	м ³	12	464,00	6403,2
Плашки	штук	6	803,46	5543,9
Итого			65 768,33	86123

Годовую норму амортизации примем равную 10% (так как срок полезного использования техники составляет порядка 10 лет). Стоит иметь в виду, что техника в зависимости от вида и назначения, используется не постоянно, поэтому смены будут отличаться по времени. Расчет амортизационных отчислений приведен в таблице 17 [38].

Таблица 17 – Затраты на оборудование и расчет амортизации

Наименование объекта основных фондов	Время работы, ч	Балансовая стоимость, руб.	Сумма амортизации, руб./год	Амортизация, руб
Цементировочный агрегат	53	4 350 000	435 000	2668,4
Автоцистерна	116	2 200 000	220 000	2 953,7
Насос FS-2251	14	6 800 000	680 000	1 101,9
Вахтовка «Урал»	116	3 800 000	380 000	5 101,9
Устьевой генератор силовых волн	4	6 500 000	650 000	301
Дизельный двигатель	4	1 200 000	120 000	55,6
ИТОГО				12 182,3

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_a \cdot И}{12 \cdot 30 \cdot 24} \cdot t \quad (22)$$

где И – итоговая сумма, тыс. руб.; t – время использования, ч; H_a – норма амортизации, принимаем за 10%.

4.3.2 Расчет заработной платы исполнителей работ

В ремонтных работах задействована бригада КРС, состоящая из 3 человек. Заработная плата является простой повременной, то есть оплачивается количество отработанных часов, а также начисляются доплаты: районный коэффициент за работу в условиях Крайнего Севера (примем +80% от начальной тарифной ставки), надбавка за вредность и опасность (в среднем +5% от тарифной ставки), зональный коэффициент (+30% от тарифной ставки).

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по формуле 23 [38]:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (23)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата; $З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата мастера КРС, бурильщика или помощника бурильщика рассчитывается по следующей формуле 24 [38]:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (24)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн. (таблица 15); $З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 25 [38]:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (25)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года (при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$

месяца, 6-дневная неделя); F_d – действительный годовой фонд рабочего времени персонала, раб. дней (таблица 18) [38].

Таблица 18 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Мастер КРС	Бурильщик	Пом.бурильщика
Календарное число дней	365	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	52/14	52/14
Потери рабочего времени - отпуск	48	48	48
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	246	246

Месячный должностной оклад работника, исходя из формулы 26 [38]:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (26)$$

где Z_{tc} – заработная плата по тарифной ставке, руб.; $k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,25; k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,352 (с учетом надбавки 8% за вредность и 30% зональный коэффициент), k_p – районный коэффициент, равный 1,7.

Исходя из формул 24-26, рассчитаем основную заработную плату, при этом данные занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители РИР	Z_t , руб	$K_{пр}$	K_d	K_p	Z_m , руб	$Z_{дн}$, руб	T_p , дн.	$Z_{осн}$, руб
Мастер КРС	35334	0,25	0,352	1,8	101889,122	4307,50761	14,54	62631,1607
Бурильщик	24668	0,25	0,352	1,8	71132,6448	3007,23376	14,54	43725,1789
Пом.бурильщика	18246	0,25	0,352	1,8	52614,1656	2224,33871	14,54	32341,8848
Итого:								138698,224

Помимо этого, необходимо учесть страховые взносы в государственные внебюджетные фонды и дополнительную заработную плату. Дополнительная заработная плата определяется по формуле 27 [38]:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн} = 138698,2 \cdot 0,15 = 20\ 804,7 \text{ руб.} \quad (27)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы равный 0,15

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле 28 [38]:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 \cdot 159\,502,9 = 47\,850,9 \text{ руб.} \quad (28)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% [39].

Таблица 20 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
12 182,3	86 123	138 698	20 805	47 851	305659,3

Величина накладных расходов определяется по формуле (29) [38]:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 - 5) \cdot k = 305\,659 \cdot 0,16 = 48\,905 \text{ руб.} \quad (29)$$

где k – коэффициент, учитывающий накладные расходы, равный 0,16.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определим общую сумму затрат на проведение ремонтно-изоляционных работ. Результаты отражены в таблице 21.

Таблица 21 – Бюджет затрат на ремонтно-изоляционные работы

Наименование статьи	Исп.1 Сумма, руб.	Исп.2 Сумма, руб.	Исп.3 Сумма, руб.	Примечание
1. Материальные затраты НТИ	86123	96 000	112 000	Пункт 4.3.1
2. Затраты на специальное оборудование	12 182,3	12 182,3	12 182,3	Пункт 4.3.1
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	138 698	168 255,9	168 255,9	Пункт 4.3.2
4. Дополнительная заработная плата	20 805	20 190	20 190	Пункт 4.3.2
5. Отчисления во внебюджетные фонды	47 851	50476,8	50476,8	Пункт 4.3.2
6. Накладные расходы	48 905	55 923	58 483	16 % от суммы 1-5
7. Бюджет затрат на РИР	354564	364441	380441	Сумма ст. 1-6

В качестве конкурирующих альтернатив используются портландцемент класса G (исполнение 2) и микроцемент (исполнение 3).

Таким образом, на ремонт скважины X, в которой наблюдаются высокие значения МКД и присутствует высокая обводненность продукции, в связи с нарушением герметичности на участке эксплуатационной колонны, необходимо затратить почти 400 000 тысяч рублей. Это подтверждает тот факт, что ремонтно-изоляционные работы являются дорогостоящими видами работ.

4.4 Расчет показателей экономической эффективности проведения мероприятия

В таблице 22 представлены исходные данные для расчета.

Таблица 22 – Исходные данные для анализа влияния проведения ремонтно-изоляционных работ на технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Единицы измерения	Значение
1	Продолжительность технологического эффекта	лет	3,0
2	Стоимость одного инновационного мероприятия.	тыс.руб.	354,564
3	Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия	т/сут	16,16
4	Кол-во скважин, на которых проводится инновационное мероприятие	ед	1
5	Среднегодовой коэффициент падения добычи	ед	0,8
7	Себестоимость добычи нефти	руб/т	20379
9	Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	%	56
10	Ставка дисконта	%	14
11	Цена одной тонны нефти	руб	47 122

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти (ΔQ). Стоимость одной тонны нефти марки Brent принимаем на 25.05.2022 (113,7 \$ за баррель). Курс доллара составляет 56,53 рубля. Таким образом, стоимость одной тонны нефти составляет 47 122 рубля [40].

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют. Инновационное мероприятие было проведено на одной нефтяной скважине X.

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле [41]:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (30)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут.; T – время работы скважины в течение года, сут.; N – количество скважин с на которых проводится инновационное мероприятие, ед.; K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, равный 1.

$$\Delta Q_{(1)} = 16,16 \cdot 365 \cdot 1 \cdot 1 = 5898,4 \text{ тонн.}$$

Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\text{п}}) = 16,16 - (16,16 \cdot 0,8) = 3,232 \text{ т/сут}; \quad (31)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\text{п}}) = 3,232 - (3,232 \cdot 0,8) = 0,646 \text{ т/сут};$$

$$\Delta Q_2 = 3,232 \cdot 365 \cdot 1 \cdot 1 = 1179,7 \text{ т};$$

$$\Delta Q_3 = 0,52 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 26 = 235,94 \text{ т.}$$

Прирост выручки за t -й год определяется по формуле 35 [41]:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (32)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн; $C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 5898,4 \cdot 47 \ 122 = 277944404,8 \text{ руб};$$

$$\Delta B_2 = 5898,4 \cdot 47 \ 122 = 55588880,96 \text{ руб};$$

$$\Delta B_3 = 235,94 \cdot 47 \ 122 = 11117776,19 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 30 [41]:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (33)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб; $Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (34)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб/тонну; $D_{у/пер}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{доп 1} = 5898,4 \cdot 20379 \cdot \frac{56}{100} = 67313956,42 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{доп 2} = 1179,68 \cdot 20379 \cdot \frac{56}{100} = 13462791,28 \text{ руб};$$

$$\Delta Z_{доп 3} = 235,936 \cdot 20379 \cdot \frac{56}{100} = 2692558,257 \text{ руб}.$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t -й год составят [41]:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{доп 1} + Z_{мер} = 67313956,42 + 354\,564 = 67668520,42 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{доп 2} = 13462791,28 \text{ руб}$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{доп 3} = 2692558,257 \text{ руб}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле 38 [41]:

$$\Delta П_{н/обл t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (35)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб; ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta П_{н/обл 1} = 277944404,8 - 67668520,42 = 210275884,4 \text{ руб};$$

$$\Delta П_{н/обл 2} = 55588880,96 - 13462791,28 = 42126089,68 \text{ руб};$$

$$\Delta П_{н/обл 3} = 11117776,19 - 2692558,257 = 8425217,935 \text{ руб}.$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год [41]:

$$\Delta H_{пр t} = \frac{\Delta П_{н/обл t} \cdot N_{пр}}{100}, \quad (36)$$

где $N_{пр}$ – ставка налога на прибыль, равная 20%.

$$\Delta H_{пр 1} = 210275884,4 \cdot 0,2 = 42055176,88 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{пр 2} = 42126089,68 \cdot 0,2 = 8425217,935 \text{ руб};$$

$$\Delta H_{пр 3} = 8425217,935 \cdot 0,2 = 1685043,587 \text{ руб}.$$

Прирост годовых денежных потоков рассчитывается по формуле [41]:

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta П_{н/обл t} - H_{пр t}, \quad (37)$$

$$\Delta ДП_1 = 210275884,4 - 42055176,88 = 168220707,5 \text{ руб};$$

$$\Delta ДП_2 = 42126089,68 - 8425217,935 = 33700871,74 \text{ руб.};$$

$$\Delta ДП_3 = 8425217,935 - 1685043,587 = 6740174,348 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями (капитальные вложения отсутствуют) [41]:

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t. \quad (38)$$

$$ПДН_{1,2,3} = \Delta ДП_{1,2,3}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле [41]:

$$НПДН_t = \sum ПДН_t. \quad (39)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 168220707,5 \text{ руб.};$$

$$НПДН_{1-2} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 201921579,2 \text{ руб.};$$

$$НПДН_{1-3} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 = 208661753,6 \text{ руб.}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле [41]:

$$ДПДН_t = \frac{\Delta ДП_t}{(1+i)^t}, \quad (40)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = \frac{168220707,5}{(1+0,14)^1} = 147562024,1 \text{ руб.};$$

$$ДПДН_2 = \frac{33700871,74}{(1+0,14)^2} = 25931726,49 \text{ руб.};$$

$$ДПДН_3 = \frac{6740174,348}{(1+0,14)^3} = 4549425,699 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле [41]:

$$ЧТС_t = \sum ДПДН_t \quad (41)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 147562024,1 \text{ руб.};$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 173493750,6 \text{ руб.};$$

$$ЧТС_3 = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 = 178043176,3 \text{ руб.}$$

Результаты расчёта показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представим в виде таблицы 23.

Таблица 23 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	5,898	1,18	0,236
Прирост выручки от реализации, млн. руб.	277,944	55,59	11,12
Текущие затраты, млн. руб.	67,314	13,46	2,69
Прирост прибыли, млн. руб.	210,28	42,13	8,43
Прирост суммы налоговых выплат, млн. руб.	42,06	8,43	1,685
Денежный поток, млн. руб.	168,221	33,7	6,74
Поток денежной наличности, млн. руб.	168,221	33,7	6,74
Накопленный поток денежной наличности, млн. руб.	168,221	201,922	208,662
Дисконтированный поток денежной наличности, млн. руб.	147,562	25,93	4,549
Чистая текущая стоимость, млн. руб.	147,562	173,494	178,043

Выводы по экономическому разделу

В результате выполнения целей раздела можно сделать следующие выводы:

1. Технология QuaD и SWOT анализ позволяют провести оценку коммерческого потенциала и перспективности проведения РИР с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

2. В ходе планирования для бригады КРС был разработан график реализации этапов ремонтных работ, который позволяет оценивать и планировать рабочее время исполнителей. Общее количество дней для выполнения работ для всех исполнителей составляет 22 календарных дня.

3. Бюджет на реализацию работ составляет 355 тысяч рублей.

4. При расчете показателей экономической эффективности проведения мероприятия РИР на нефтяной скважине X за 3 года, удалось выяснить, что проведенное мероприятие оказывает положительный экономический эффект и отражается в увеличении чистой прибыли предприятия. Чистая текущая

стоимость дополнительно добытой за 3 года нефти составила порядка 178 млн рублей.

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение ремонтно-изоляционных работ с установкой цементного моста и последующей обработкой УГСВ позволит не только повысить эффективность разработки месторождений, на которых скважины имеют межколонные давления и заколонные перетоки, но и принести существенный дополнительный доход предприятию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Г		Снегиревой Яне Валерьевне	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	23.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Комплексный подход к борьбе с межколонными перетоками в процессе эксплуатации газовых и нефтегазоконденсатных месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения	Объект исследования: методы борьбы с межколонными перетоками Область применения: газовые и нефтегазоконденсатные месторождения, газовые и нефтяные скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 35. Государственное управление охраной труда и требования охраны труда; 2. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом; 3. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа; 4. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования; 5. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования; 6. ИПБОТ 262-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин; 7. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности; 8. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
2. Производственная безопасность при эксплуатации:	Вредные производственные факторы: 1. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими

<p>– Анализ потенциально опасных и вредных производственных факторов</p>	<p>параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <ol style="list-style-type: none"> 2. Повышенный уровень шума и вибрации; 3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения; 4. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания; <p>Опасные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током; 2. Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм, работающего; 3. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; <p>Требуемые средства защиты: использование защитных костюмов, наушники, защитные ограждения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на гидросферу: загрязнение подземных грунтовых вод химическими реагентами, технологическими жидкостями;</p> <p>Воздействие на атмосферу: выделение загрязняющих веществ из негерметичного устьевого оборудования;</p> <p>Воздействие на литосферу: изменение физико-химических свойств почв.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: возникновение открытого фонтана; аварии в результате разливов нефти; разрыв трубопроводов; взрыв и пожар.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	13.04.2022
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		13.04.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Снегирева Яна Валерьевна		13.04.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В настоящее время многие месторождения нефти и газа находятся на поздней стадии разработки, что особенно характерно для уникальных северных месторождений Западной Сибири. На данном этапе эксплуатация месторождений характеризуется тенденцией увеличения простаивающего фонда скважин по геологическим и техническим причинам. К таким причинам можно отнести возникновение аварий скважинного оборудования, в том числе из-за флюидопроявлений на устье скважины. Восстановление и ввод в строй бездействующих скважин является очень важной задачей, требующей проведения ремонтно-изоляционных работ для устранения негерметичности обсадных колонн и цементного кольца в процессе капитального ремонта скважин.

В соответствии с Федеральным законом [42] газонефтеводопроявление является отклонением от режима технологического процесса, способным привести к возникновению неконтролируемых выбросов пластового флюида и открытого фонтанирования в случае несвоевременного принятия необходимых превентивных мер.

В разделе, посвященному социальной ответственности, освещены вопросы по снижению или предотвращению влияния вредных и опасных факторов на работников при проведении операций по восстановлению технических характеристик элементов конструкции скважины, а также при проведении гидродинамических исследований скважин для выявления межколонных давлений. Отражено пагубное влияние негерметичности скважинного оборудования, устьевых флюидопроявлений и операций по проведению ремонтно-изоляционных работ на окружающую среду.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Проведение ремонтно-изоляционных работ для предотвращения межколонных перетоков и заколонных циркуляций осуществляется лицами, работающими вахтовым методом. Вахтовый метод является особой формой

осуществления трудового процесса и его особенность – осуществление работ вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Данный вид работ регулируется «Трудовым кодексом Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022) – Глава 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» [43].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, а ежедневной смены не должна превышать 12 часов, 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 пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем, работники проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках.

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. К заработной плате применяются районные коэффициенты, а также выплачиваются надбавки, устанавливаемые органами государственной власти субъектов Российской Федерации или органами местного самоуправления [43].

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). К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением [43].

Согласно гл. 35 ТК РФ, работодатель обязан обеспечить безопасные условия и охрану труда работника. Работодателю необходимо обеспечить безопасность работников при эксплуатации оборудования, осуществлении технологических процессов. Помимо этого, работодателю необходимо обеспечить условия труда на рабочем месте, обеспечить работника средствами индивидуальной и коллективной защиты, а также проводить обучение охране труда и безопасным методам и приемам выполнения работ. В соответствии с трудовым законодательством, установить режим труда и отдыха персонала [43].

Основная рабочая зона оператора по добыче нефти и газа и оператора по исследованию скважин – это кустовая площадка. На месторождениях с АВПД, с коэффициентом аномальности более 1,2, суммарное количество эксплуатационных скважин в кусте должно быть не более восьми, а суммарный рабочий дебит газовых и газоконденсатных скважин - не более $5 \cdot 10$ м³/сут. [44].

В соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ «Рабочее место при выполнении работ стоя» «Общие эргономические требования» [45] и ГОСТ 22269-76 «Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования» [46] рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

В комплексном подходе при ликвидации межколонных проявлений особое внимание уделено процессу идентификации осложнения. Ответственный руководитель – мастер по исследованию скважин, перед допуском к работе по

выявлению скважин-кандидатов на замер действующих межколонных давлений, должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить рабочее место лично в соответствии с ИПБОТ 262- 84 2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин» [47].

5.2 Производственная безопасность

Выполнение ремонтно-изоляционных работ по предотвращению возникновения межколонных, заколонных и межпластовых перетоков является опасным производственным процессом. Работники бригады капитального ремонта скважин постоянно подвержены влиянию множества 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, в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 представлены в таблице с1 [48].

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ бригадой КРС

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление материалов	Эксплуатация	
1) Аномальные параметры воздушной среды на местонахождении работающего;	-	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания" [49]
2) Повышенный уровень шума и вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [50];

Продолжение таблицы 24

	-	+	+	ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [51];
3) Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания;	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [52]; ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания [53];
5) Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения;	-	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. [54];
6) Производственные факторы, обладающие свойствами химического воздействия на организм, работающего;	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [55];
7) Производственные факторы, связанные с электрическим током;	-	-	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [56]; Приказ Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок» [57];
8) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [58];
9) Пожаровзрывоопасность	-	+	+	ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» [59]; СТО Газпром 2-3.3-445-2010 [60];

5.3 Анализ вредных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Санитарные правила устанавливают гигиенические требования к показателям микроклимата рабочих мест с учетом интенсивности энергозатрат работающих, времени выполнения работы, периодов года и содержат требования к методам измерения и контроля микроклиматических условий.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего.

Такие показатели микроклимата, как температура воздуха, поверхностей ограждающих конструкций, относительная влажность воздуха и скорость его движения могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. Поэтому, особую важность представляет собой использование специальной защитной одежды. 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, для которой допустимы следующие показатели (таблица 25) [49].

Таблица 25 – Допустимые величины параметров микроклимата на рабочих местах в помещениях [49]

Период года	Оптимальная температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость воздуха, м/с
Холодный	16-18	12-22	15-75	0,4
Теплый	18-20	14-27	15-75	0,5

Повышенный уровень шума и вибрации

Шумы уровня 80-90 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.

Сотрудники бригады ремонта скважин находятся под постоянным воздействием шума от оборудования. ГОСТ 12.01.003-2014 регламентирует, что уровень шума не должен превышать 80 дБА, а при работе насосных агрегатов достигается значение в 100 дБА. В связи с этим, в обязательном порядке используются средства индивидуальной защиты органов слуха: накладные наушники или беруши [50]. К коллективному средству защиты от шума можно отнести постоянное поддержание эксплуатируемого оборудования в отличном техническом состоянии для избегания повышенных шумов, образующихся вследствие его неисправности.

При действии на организм общей вибрации страдает в первую очередь нервная система, а также вестибулярный, зрительный, тактильный аппарат. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетативная неустойчивость.

Вибрация, влияющая на бригаду КРС, относится ко 2 категории, поэтому в качестве средств индивидуальной защиты от вибрации для рук и ног используются защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитную обувь, стельки и подметки.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности не ниже 10 люкс [54]. В связи с этим применяется освещение территории и отдельных рабочих мест посредством фонарей и прожекторов.

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

В процессе производственных операций работник может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются

нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. В таблице 26 представлены данные о содержании предельно допустимых концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе, в том числе и в рабочей зоне.

Таблица 26 – Предельно допустимая концентрация вредных веществ [61]

Вещество	ПДК, мг/м ³			Класс опасности
	максимальная	среднесуточная	в рабочей зоне	
Бензин	5	1,5	100	4
Углерода окись	5	3	20	4
Сероводород	0,008	-	10	2
Сажа	0,15	0,05	-	3
Соляная кислота	-	-	5	2
Нефть сырая	-	-	10	3
Цемент	-	-	6	4
Хлор	0,1	0,03	-	2

В связи с этим работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания. Анализ воздушной среды рабочей зоны производится с помощью газоанализатора перед входом на кустовую площадку и проведением работ. Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. К таковым могут относиться сигнализаторы, подающие знак о превышении предельно допустимой концентрации газов в воздухе.

5.4 Анализ потенциально опасных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при

замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 [56] «Защитное заземление. Зануление».

В отношении опасности поражения электрическим током, помещения делятся на помещения с повышенной опасностью, особо опасные помещения, помещения без повышенной опасности и территории открытых электроустановок, которые приравниваются к особо опасным помещениям [57].

Помещения с повышенной опасностью характеризуются наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность [57]:

- сырость или токопроводящая пыль;
- токопроводящие полы (металлические, земляные);
- высокая температура;
- возможность прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей, технологическим аппаратам, механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования с другой;

Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность (особая сырость, химически активная или органическая среда, одновременно два или более условий повышенной опасности) [57].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения. Одной из защитных

мер является также ограничение напряжения до 12-36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Коллективные средства электробезопасности: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Производственные факторы химической природы действия

При проведении ремонтно-изоляционных работ используются большое количество химических реагентов их модификаций различными химическими добавками. Требования безопасности, нормы ПДК, смертельные дозы указаны в ГОСТ 12.1.007-76 [55]. Соблюдая требования при работе с химическими реагентами различных классов опасности, можно избежать негативных последствий влияния опасного производственного фактора на организм человека.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спускоподъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и

тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от представленных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов, плановую и внеплановую проверку 90 пусковых и тормозных устройств, проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [58].

5.5 Экологическая безопасность

Операции РИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды. А именно, в подразделе рассмотрены способы предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в литосферу и гидросферу, а также выбросов газа в атмосферу.

Защита атмосферы

Атмосферный воздух может загрязняться вследствие выброса газа и сопутствующих вредных веществ на кустовой площадке. Мероприятиями по охране атмосферы являются поддержание герметичности системы скважинного оборудования и контроль за воздушной средой для определения опасной концентрации газа.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы устьевого оборудования, контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; контроль выхлопных газов автотранспорта, находящегося на кустовой площадке.

Защита гидросферы

Возникновение утечек флюида через некачественную цементную крепь обсадные колонны эксплуатационных и нагнетательных скважин вызывает нежелательное загрязнение подземных водоносных горизонтов. При закачке сточных вод в нефтяные пласты под высоким давлением они могут просачиваться в верхние водоносные горизонты по заколонному и межколонному пространству.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах.

При авариях и повреждениях, которые могут вызвать загрязнение подземных вод, необходимо оградить место аварии и обеспечить его охрану, покрыть адсорбционными материалами разлитые или рассыпанные вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [61].

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, а также проводить комплекс РИР.

Защита литосферы

Закачка в скважину химических реагентов и тампонажных растворов в неподходящих для операции объемах может привести к отравлению почв. Кроме того, при промывке скважины весь буровой шлам собирается на поверхности в специально созданной емкости, которая представляет собой вырытую яму.

Условия хранения бурового шлама не позволяют защитить почвы от вторжения в них загрязняющих веществ. Также стоит отметить, что некоторые компании пренебрегают правилами и сливают буровой шлам и отходы в почву. Для предотвращения загрязнений литосферы необходимо соблюдать регламент работ, применять качественное оборудование, модернизировать систему накопления и утилизации шлама. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти;

В качестве мероприятий, проводимых для защиты литосферы, используют рекультивацию земель, подбор оптимальных типов водоизоляционных селективных и неселективных составов, а также контроль за герметичностью оборудования.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В ходе проведения ремонтных работ, существует угроза неконтролируемого разлива или выброса нефти и газа. Как следствие, возникают такие чрезвычайные ситуации, как пожары и взрывы или неконтролируемое фонтанирование. Кроме этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Наиболее частой причиной ЧС становится газонефтеводопроявление. Аварии на месторождениях происходят в результате износа или неисправности оборудования, некомпетентности работников, а также несоответствие нефтегазопромыслового оборудования требуемым техническим

характеристикам. Кроме этого, возможны ЧС природного характера, такие как паводковые наводнения, ураганы, пожары, попадание молнии.

Пожароопасность и взрывоопасность

На кусте нефтяных или газовых скважин, представляющем собой опасный производственный объект, может произойти такие чрезвычайные ситуации, как взрыв и пожар.

Основная причина пожара – взаимодействие горючей среды (окислителя или горючего вещества) с источником зажигания. Несоблюдение правил пожарной безопасности при обращении со спичками, зажигалками (курение на рабочих местах), факелами, а также при проведении электросварочных и огневых работах, перенапряжение электрической сети, самовоспламенение веществ при их использовании, а также несоблюдение пожаробезопасного расстояния могут приводить к возникновению контакта между искрой и утекающим из негерметичного устьевого оборудования газом.

Для соблюдения пожаробезопасного расстояния, кусты скважин следует располагать друг от друга или от одиночной скважины на расстоянии не менее 50 м для нефтяных и не менее 100 м для газовых и газоконденсатных скважин. Данные величины должны соответствовать расстоянию от крайней скважины одного куста до границы обвалования (по верху) соседнего куста или площадки одиночной скважины [44].

Для каждой площадки кустовых скважин должен быть составлен индивидуальный план ликвидации возможных аварий. На кустах газовых и газоконденсатных скважин в качестве источников противопожарного водоснабжения для тушения пожаров могут использоваться естественные водоемы.

Не реже одного раза в месяц, нефтегазодобывающее управление должно проводить тренировочные занятия с исполнителями работ по плану ликвидации возможных аварий на совмещенном кусте. Каждая выходящая из бурения скважина (или пара скважин) должна быть оборудована полустационарной

установкой орошения водой и иметь средства соединения с действующей системой водоснабжения куста. При производстве работ на кусте, бригады должны быть обеспечены устойчивой двухсторонней радио- или телефонной связью с центральным диспетчерским пунктом и первичными средствами пожаротушения, в том числе не менее чем двумя огнетушителями ОП-5 и одним ОП-100. При авариях, связанных с фонтанированием скважины, все работы на совмещенном кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены до ликвидации аварии [59].

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.

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение требований:

- устье эксплуатационных скважин должно располагаться на расстоянии не менее 30 м от свечей для сброса газа, не менее 15 м от компрессорных воздуха и не менее 5 м между другим устьем [44];
- категорически запрещается курение в зоне загазованности, использование спичек, свечей и керосиновых фонарей в качестве источников освещения. Курение должно быть организовано в безопасном месте, определенном штабом. На месте курения устанавливают емкость с водой и указатель «Место курения»;
- проведение сварочных за пределами загазованной зоны;

Противофонтанная безопасность

Наиболее распространенной аварийной ситуацией при эксплуатации скважин является возникновение неуправляемого истечения углеводородного флюида из скважины (открытое фонтанирование).

При авариях на скважинах с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте должны быть прекращены. В случае возникновения открытого фонтана необходимо остановить соседние скважины, немедленно прекратить работы и эвакуировать людей из опасной зоны не менее чем на 60 м, заглушить все двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию, прекратить использование открытого огня и принять все меры, препятствующие искрообразованию в районе скважины. Оповестить об аварийном фонтанировании скважины диспетчерские (инженерно-технологические) службы организаций, ведущих работы на скважинах [60].

Порядок эвакуации людей, транспорта, спецтехники с кустовой площадки, в том числе с платформенного основания, при возникновении аварийных ситуаций должен быть предусмотрен планом ликвидации последствий аварий.

В целях обеспечения безопасности в процессе строительства скважин на кустовой площадке должны быть предусмотрены два въезда (выезда), расположенных с противоположных сторон площадки [60].

Работы по ликвидации открытого фонтана ведутся только искробезопасным инструментом, а проводить спускоподъемные операции плавно, с использованием стального каната на 1 скорости во избежание искрообразования при трении каната о ролик. При этом, канат и ролик должны быть обильно смазаны солидолом.

При работах по ликвидации открытого фонтана у устья скважины и прилегающей территории осуществляют постоянное дежурство пожарной охраны для создания водяной защиты работающих и обеспечения непрерывной подачи воды в фонтанирующую струю и на окружающие металлоконструкции.

Предупреждение газонефтеводопроявлений

Для предупреждения газонефтеводопроявлений при строительстве скважин в условиях АВПД следует проводить оперативный геологический контроль керна, промывочной жидкости и опережающий прогноз пластового

давления по данным ГИС, на основании которых необходимо своевременно корректировать плотность промывочной жидкости, глубину спуска обсадных колонн и другие проектные параметры.

В целях снижения фонтаноопасности эксплуатационных скважин, необходимо уделять должное внимание таким аспектам проведения процесса цементирования на этапе строительства скважин, как:

- подготовка ствола скважины перед цементированием;
- использование различных комбинаций тампонирующих смесей;
- расхаживание колонн в процессе цементирования;
- соблюдение технологии цементировочных работ.

Высокие показатели качества цемента являются основой безаварийной эксплуатации нефтяных и газовых скважин и значительно уменьшают опасность таких скважин при их эксплуатации с МКД.

Выводы по разделу социальная ответственность

Процесс ремонтно-изоляционных работ, проводимый бригадой КРС, является трудоемким и опасным мероприятием с точки зрения промышленной безопасности. Необходимо строго соблюдать технику безопасности при ведении работ, использовать средства индивидуальной защиты, быть осведомленным о причинах возникновения ЧС и знать порядок действий для их устранения.

В данной главе рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Рассмотрены особенности экологической безопасности и безопасности в чрезвычайных ситуациях, а также правовые и организационные вопросы, регламентирующие деятельность с точки зрения трудового законодательства и охраны труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Межколонные перетоки могут возникать по ряду технических причин, включая негерметичность цементного камня, обсадных колонн, устьевого оборудования. Протекание физико-химических процессов и фазовых переходов флюида в межколонном пространстве, наряду с некачественным цементированием, приводит к возникновению микротрещин и каналов в цементном камне, как в процессе ожидания затвердевания цемента при строительстве скважины, так и после. Несмотря на совершенствование технологий заканчивания, проблема низкого качества крепления цемента, с увеличением срока эксплуатации скважин, приводит к экспоненциальному росту объемов ремонтно-изоляционных работ.

Помимо первостепенных технологических причин, стоит учитывать влияние геологических факторов, представленных на северных газовых и нефтегазоконденсатных месторождениях Западной Сибири. К таким факторам можно отнести мерзлую зону литосферы (многолетнемерзлые горные породы), аномально высокие пластовые давления, ползучесть горных пород, набухаемость глинистых пород. На месторождениях Прикаспия факторы представлены отложениями солей, тектоническими и дизъюнктивными нарушениями. Особое внимание в комплексном подходе следует уделить этапу диагностики, на котором производят комплекс геофизических (акустическая цементометрия, термометрия, резистивометрия) и гидродинамических методов (анализ данных КВД). Отбор проб пластового флюида с последующим геохимическим анализом помогает выявить причины и источники возникновения циркуляций и обосновывает дальнейшие работы по их устранению.

В настоящее время существует множество методов и технических устройств, направленных на восстановление герметичности обсадных колонн и цементного камня. Все способы так или иначе связаны с устранением осложнений, либо с совершенствованием технологий строительства скважин.

Широко применяемый метод – тампонирование под давлением, при котором могут варьироваться как основы состава раствора, так и сами способы тампонирования. В целях ликвидации заколонных перетоков и негерметичности ЭК, могут быть использованы цементные мосты для изоляции зон поглощения или проявления, а также для перехода на вышележащие горизонты.

С целью изоляции и разобщения интервалов обводнения, предотвращения негативного воздействия на обсадную колонну рабочей среды, при проведении различных ремонтных работ, когда сверху или снизу создается избыточное давление, используется пакерное оборудование. При использовании пакеров есть возможность осуществления изоляции в наклонных и горизонтальных скважинах на разных глубинах.

В связи с малой эффективностью использования стандартного цемента, среди существующих способов ликвидации заколонных и межколонных перетоков чаще всего производятся методы закачки селективных материалов, эмульсионных тампонажных растворов на углеродной основе, минеральных гелеобразующих, водных полимерных и вязкоупругих составов.

Выяснено, что применяемые методы не всегда дают положительный результат в связи со сложными геолого-физическими условиями. Тем не менее, чаще всего РИР оправдывают затраченные средства и являются одним из основных мероприятий, направленных на ликвидацию осложненного фактора.

Комплексный подход должен включать в себя комбинацию технологических подходов, а также использование современных материалов и композиций для проведения ремонтно-изоляционных работ.

Построение матрицы выбора ремонтно-изоляционных работ и подбор технологических методов устранения негерметичности обсадных колонн позволяют устранить причины возникновения осложнений с максимальным экономическим и экологическим эффектом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хадиев, Д.Н. Технология диагностики и ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах Уренгойского месторождения: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.15. - Новый Уренгой, 2002. - 178 с.

2. С.А. Демахин, А.П. Меркулов, И.А. Туфанов, С.В. Малайко, А.В. Ключков. Ликвидация межколонных давлений – основа безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин / Электронный журнал «Petroleum Kazakhstan Analytical Journal». – 2018. – №4. – с. 22-26. – [Электронный ресурс] URL: <https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=101&aid2=522&id=1211&outlang=1> (Дата обращения 25.01.2022).

3. Экологическая геология : учебник для студентов, обучающихся по специальностям : 012233 Экологическая геология ; 011503 Геология морских нефтяных и газовых месторождений ; 011400 Гидрогеология и инженерная геология / О. И. Серебряков; Федеральное агентство по образованию, Астраханский гос. ун-т. - Астрахань: Астраханский ун-т, 2008. - 249 с.

4. Влияние углекислого газа [Электронный ресурс] URL: <http://oiloot.ru/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij/729-vlijanie-uglekislogo-gaza> (Дата обращения 25.01.2022).

5. Исследование, диагностика причин возникновения межколонного давления в скважинах и их ликвидация / Д. Р. Султанов, А. Е. Баймаханов, А. З. Абилтаева, Е. А. Баймаханов // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 3. – С. 358-360.

6. Патент № 2017935 С1 Российская Федерация, МПК E21B 33/13, C09K 8/493, E21B 33/138. Способ ликвидации межколонных перетоков газа: № 4841440/03 : заявл. 18.06.1990 : опубл. 15.08.1994 / Н. А. Мрочко, И. Г. Зезекало, Л. Ф. Сотула, Н. В. Зубко ; заявитель Украинский научно-исследовательский институт природных газов.

7. Куницких, А. А. Тампонажные составы для проведения ремонтно-изоляционных работ на нефтедобывающих скважинах / А. А. Куницких, С. Е. Чернышов, Т. Н. Крапивина // Вестник Пермского национального

исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2011. – Т. 10. – № 1. – С. 53-61.

8. Губина И.А. Определение предельно допустимого межколонного давления при эксплуатации скважин на месторождениях крайнего севера / журнал «Нефть и газ», 2010. – 128 с.

9. А.И. Ширковский. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. // М: Недра, 1987.- 309с.

10. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2020 N 534 «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (Зарегистрировано в Минюсте России 29.12.2020 N 61888).

11. Zhi Zhang, Han Wang, Effect of thermal expansion annulus pressure on cement sheath mechanical integrity in HPHT gas wells / Журнал «Applied Thermal Engineering». – 2017. – с. 600-611 [Электронный ресурс] URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431116317355> (дата обращения: 18.02.2022).

12. Кашкапеев С.В., Новиков С.С. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Газовая промышленность. 2018. №8 (772). [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-obrazovaniya-mezhkolonnyh-davleniy-v-skvazhine-i-kompleks-issledovaniy-dlya-ih-diagnostiki> (дата обращения: 18.02.2022).

13. Егорова Е.В., Выборнова Т.С. Анализ образования флюидопроявляющих каналов в зацементированном пространстве скважин и мероприятия по обеспечению качественной крепи / Электронный журнал «Neftegaz.RU». – 2018. – [Электронный ресурс] URL: <https://neftgaz.ru/science/development/331551-analiz-obrazovaniya-flyuidoprovyayushchikh-kanalov-v-zatsementirovannom-prostranstve-skvazhin-i-m/> (Дата обращения 20.02.2022).

14. Пискунов А.И., Леушева Л.Е. Анализ причин появления заколонных перетоков // Проблемы научно-технического прогресса в бурении скважин, Секция 2: Сборник докладов / НИ ТПУ. Томск, 2014, – С. 288 – 296.

15. Брушков А.В., Харрис С.А., Чэн Г. Геокриология. Характеристики и использование вечной мерзлоты / учебное пособие. – 2020 – 438 с.

16. В. Н. Бородкин. К вопросу прогноза зон аномально высоких пластовых давлений в разрезе Баренцево-Карского шельфа с учетом данных бурения и сейсморазведки / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2019. – № 4. – С. 12-19.

17. Райкевич, С. И. Обеспечение надежности и высокой продуктивности газовых скважин: монография / С. И. Райкевич; С. И. Райкевич; ПАО «Газпром», Информ.-рекламный центр газовой промышленности. – Москва: ИРЦ Газпром, 2007. – 247 с.

18. РД 03-243-98 «Инструкция по безопасному ведению работ и охране недр при разработке месторождений солей растворением через скважины с поверхности».

19. Бекетов С.Б., Евик В.Н., Суковицын В.А. Особенности формирования каналов техногенных перетоков газа в заколонных пространствах скважин // Неделя горняка. – 2003. – семинар №8. – С. 1 – 6.

20. Каталог интерпретационных решений / Schlumberger – 2017. – [Электронный ресурс] URL: https://www.slb.ru/upload/iblock/8b3/ds_catalogue_2017_upd.pdf (Дата обращения 15.03.2022).

21. Асланян А.М., Асланян И.Ю., Масленникова Ю.С., Минахметова Р.Н., Сорока С.В., Никитин Р.С., Кантюков Р.Р. Диагностика заколонных перетоков газа комплексом высокоточной термометрии, спектральной шумометрии и импульсного нейтрон-нейтронного каротажа. Территория «НЕФТЕГАЗ» – 2016 – с. 52-59.

22. Клещенко, И. И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: учебное пособие / И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров; И. И. Клещенко, Г. П. Зозуля, А. К. Ягафаров ; Федеральное агентство по образованию, Гос. образовательное учреждение высш. проф. образования «Тюменский гос. нефтегазовый ун-т». – Тюмень: ТюмГУГУ, 2010. – 343 с.

23. Дерендяев Р.А., Дерендяев К.А. Оценка эффективности проведения водоизоляционных работ на визейском объекте месторождения Пермского края. – Master's Journal. – 2019. – №2. – С. 41-50.

24. СТО Газпром 2-2.3-696-2013 Руководство по эксплуатации скважин с межколонными давлениями на месторождениях и подземных хранилищах газа/ Распоряжение ПАО «Газпром» № 414 от 16.11.2012

25. РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах / утверждены Минтопэнерго России, заместитель министра В.В.Бушуев, 18.08.97

26. Светашов В.Н. Технические средства для ремонтно-изоляционных работ [Электронный ресурс]. – URL: http://www.yugson.ru/articles/tehnicheskie_sredstva_dlya_rir (Дата обращения: 16.03.2022).

27. Леонов И.В. Повышение эффективности технологии одновременнораздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук (25.00.17) / АО «ВНИИнефть». – Москва, 2011. – С. 13.

28. Ремонт нефтяных и газовых скважин: [справочник: в 2 ч.] / Ю. А. Нифонтов, И. И. Клещенко; под ред. Ю.А. Нифонтова. - Санкт-Петербург: Проффессионал, 2005

29. Нефтяная компания «ЮКОС». Основы технологии подземного и капитального ремонта скважин [Электронный ресурс] URL: https://www.petroleumengineers.ru/sites/default/files/tehnologiya_tekushchego_i_kapitalnogo_remonta_skvazhin.

30. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море / Е. С. Юшин. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2019. – 292 с.
31. Ликвидация межколонных давлений в газовых скважинах с применением изолирующих составов на полимерной основе / И. Ю. Шихалиев, Р. А. Гасумов, С. Н. Мохов [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2008. – № 11. – С. 36-41.
32. Новиков, С. С. Геоакустика и волновые технологии – пути решения проблем межколонных давлений / С. С. Новиков // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 7(174). – С. 28-31.
33. Официальный сайт «Синергия Технологий» / [Электронный ресурс] URL: <http://synergytechnology.ru/> (Дата обращения 17.04.2022)
34. Пономаренко, М. Н. Опыт применения технологии и реагентов по изоляции водопритока на месторождениях ПАО «Газпром» / М. Н. Пономаренко, К. Б. Абдреев, О. Д. Ефимов // Газовая промышленность. – 2020. – № 11(809). – С. 102-106.
35. Щербаков Д.В Применение пеноцемента для повышения качества и эффективности цементирования скважин // Научно-технический вестник АО «НК Роснефть». – 2014. – С.72-76
36. Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория нефтегаз. – 2011. – С. 68 – 72.
37. Методические указания компании АО «НК «Роснефть», Построение дизайна ремонтно-изоляционных работ – Москва 2013 г – 96 с.
38. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова и др. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с. 36.

39. «Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая)» от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 01.05.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.05.2022).

40. Официальный сайт «Investing.com» / [Электронный ресурс] URL: <https://ru.investing.com/commodities/brent-oil> (Дата обращения 25.05.2022)

41. Методические указания к выполн. зач. раб. по дисц. «Учебно-исследовательская работа студентов» для студ. оч. обуч. четв. курса бакалавриата и очно-заоч. обуч.: учебно-методическое пособие / Е.М. Вершкова. – Томск: изд-во Томского политехнического университета, 2020. – 56 с.

42. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 N 116-ФЗ.

43. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 25.02.2022) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2022).

44. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности.

45. ГОСТ 12.2.033–78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

46. ГОСТ 22269-76 «Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования».

47. ИПБОТ 262-2008. Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по исследованию скважин.

48. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

49. СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания».

50. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

51. ГОСТ 12.1.012-2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
52. ГОСТ 12.1.005-88 СББТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
53. ГОСТ 12.4.296-2015. ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания.
54. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
55. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
56. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
57. Приказ Минэнерго РФ от 08.07.2002 N 204 «Об утверждении глав Правил устройства электроустановок» (вместе с «Правилами устройства электроустановок. Издание седьмое. Раздел 1. Общие правила. Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9. Раздел 7. Электрооборудование специальных установок. Главы 7.5, 7.6, 7.10»).
58. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
59. ППБО-85 «Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности» (утв. от 25.11.1985).
60. СТО Газпром 2-3.3-445-2010 «Регламент по обеспечению пожарной и противofонтанной безопасности производства работ по строительству и эксплуатации скважин на насыпных и платформенных основаниях кустов скважин в условиях отсутствия круглогодичных подъездных дорог».
61. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше (срок введения с 01.07.1994).

Приложение А – Оценка качества сцепления по данным акустической цементометрии на фазокорреляционной схеме

