

На правах рукописи

ХАДИЕВ ДАНИЯР НУРГАЯСОВИЧ

**ТЕХНОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ И ЛИКВИДАЦИИ
МЕЖКОЛОННЫХ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ
УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Специальность 25.00.15 - «Технология бурения и освоения скважин»

А В Т О Р Е Ф Е Р А Т

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа 2002

Работа выполнена в Управлении интенсификации и ремонта скважин ООО «Уренгойгазпром»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор
Л.А.Алексеев

Научный консультант: доктор технических наук
А.А. Ахметов

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Поляков В.Н.
кандидат технических наук
Сукманский О.Б.

Ведущее предприятие: Тюменский научно-исследовательский институт природного газа и газовых технологий (ООО «ТЮМЕННИИГИПРОГАЗ»)

Защита состоится “26” июня 2002г. в 11³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ

Автореферат разослан “24” мая 2002г.

Ученый секретарь диссертационного совета,
доктор технических наук

Ю.Г. Матвеев

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Ускоренное развитие газовой промышленности превратило ее в одну из ключевых отраслей топливно-энергетического комплекса страны, оказывающую значительное влияние на рост производительности общественного труда и ускорение технического прогресса. Доля газа в топливном балансе страны составляет около 50%. При этом самые крупные газовые и газоконденсатные месторождения, в том числе и Уренгойское, на сегодняшний день вступили в завершающую стадию разработки, характеризующуюся снижением добычи.

Относительно низкое качество крепления скважин, форсированная добыча углеводородного сырья, увеличение возраста эксплуатационного фонда скважин приводят к ежегодному росту объемов ремонтно-восстановительных работ. Срок службы скважины до первого отказа в настоящее время ниже амортизационного срока ее работы и составляет в среднем 10-12 лет. Количество скважин возрастом более 10 лет составляет более 60% от общего фонда скважин, а число отказов скважин с увеличением их возраста растет по экспоненциальному закону.

Практика разработки газовых месторождений и подземных хранилищ газа России показывает, что, несмотря на совершенствование технологий строительства скважин, большое число их нуждается в проведении ремонтных работ, направленных на ликвидацию межколонных флюидопроявлений, межпластовых перетоков, ремонт обсадных колонн. Особенно это характерно для газовых и газоконденсатных месторождений севера Тюменской области (Медвежье, Уренгой, Ямбург, Ямсовей и др.). По некоторым из них количество скважин с межколонными газопроявлениями (МКГ) достигает 50%.

Эксплуатация скважин с межколонными флюидопроявлениями сопровождается значительными потерями природного газа, загрязнением окружающей среды, нарушением экологического равновесия.

В сложившихся условиях особенно актуальна проблема повышения качества строительства скважин, предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением их крепи.

Применяемые способы борьбы с межколонными газопроявлениями на Уренгойском газонефтеконденсатном месторождении (УГНКМ) имеют низкую эффективность и требуют значительных затрат. Для обеспечения безопасных условий эксплуатации скважин УГНКМ и других месторождений севера Тюменской области требуется разработка более эффективных технологий диагностики и ремонта скважин с межколонными газопроявлениями.

Цель работы. Целью работы является снижение потерь добываемого углеводородного сырья, охрана недр и окружающей среды от загрязнения пластовыми флюидами за счет повышения эффективности работ по диагностике и ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах УГНКМ.

Основные задачи исследований

1. Анализ геолого-технических условий строительства и эксплуатации скважин УГНКМ.

2. Анализ и обобщение современного состояния работ по ликвидации межколонных газопроявлений и ремонту обсадных колонн, а также методов исследования технического состояния скважин.

3. Разработка комплексной методики диагностики межколонных газопроявлений и выбора методов их ликвидации в скважинах УГНКМ.

4. Анализ и установление основных факторов, приводящих к потере герметичности эксплуатационных колонн и межколонного пространства в неокомских скважинах Уренгойского месторождения.

5. Обоснование и разработка технологии ликвидации межколонных газопроявлений с применением герметизирующих составов в скважинах УГНКМ.

Научная новизна

1. Впервые для скважин Уренгойского месторождения разработана комплексная методика диагностики межколонных газопроявлений и выбора

методов их ликвидации. Специфика разработанной методики заключается в последовательной оценке исследуемых факторов, которые могут влиять на возникновение газоперетока и исключение тех из них, по которым не получено подтверждение их влияния. При этом методика включает специальные работы с устьевым оборудованием скважин.

2. Впервые, на основе анализа геолого-технических условий и параметров строительства и эксплуатации скважин с применением методов статистики, выявлены основные факторы и обоснованы причины нарушения герметичности эксплуатационных колонн в неокомских скважинах УГНКМ.

3. Обоснованы требования и разработаны рецептуры герметизирующих составов для ликвидации межколонных газопроявлений методом скользящего тампонирования, состоящих из углеводородной дисперсной системы и водополимерной суспензии с наполнителем (бентонитовый глинопорошок). Особенностью состава является возможность регулирования его структурно-механических и реологических свойств во времени за счет управления реакцией образования твердой фазы в результате взаимодействия водорастворимых солей натрия и кальция.

4. Разработана новая технология ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах УГНКМ, заключающаяся в прокачивании герметизирующего состава по затрубному пространству скважины с последующим его выносом или оставлением в качестве надпакерной жидкости (патент РФ №2144130).

Практическая ценность и реализация результатов работы. Практическая ценность диссертационной работы заключается в том, что результаты работы нашли свое применение в промышленности:

1. Разработана «Временная инструкция по диагностике характера межколонных газопроявлений на Уренгойском месторождении», которая является в настоящее время руководящим документом для рабочих и специалистов ООО «Уренгойгазпром», занимающихся добычей и ремонтом скважин.

Применение комплексной методики диагностики и выбора методов ликвидации межколонных газопроявлений позволяет определить источник, пути миграции, основную причину МКГ и выбрать наиболее эффективную технологию ремонта скважины. Диагностика межколонных газопроявлений проведена при ремонте более семнадцати скважин, что позволило оперативно провести операции по их ремонту, сократить трудовые и материальные затраты.

2. Разработана технология и получен патент на способ ликвидации межколонных газопроявлений с применением герметизирующих составов. Технология успешно внедрена при ремонте трех газовых скважин Уренгойского месторождения. При этом, по сравнению с применявшимися ранее технологиями, межремонтный период эксплуатации отремонтированных скважин увеличился более чем в 7раз.

3. Экономический эффект от внедрения способа ликвидации межколонных газопроявлений составил 11781,6 тыс.рублей в ценах 2001г.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались и обсуждались на:

- Всероссийской научно-практической конференции ЗапСибБурНИПИ «Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды на период более 500 лет в зоне ведения геолого-разведочных и буровых работ, трубопроводостроения и разработки нефтегазовых месторождений на суше и морских акваториях» (Тюмень, 1997);

- Международном научно-техническом семинаре «Проблемы нефтегазовой отрасли» (Уфа, 1997);

- Третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, 1999);

- заседании секции «Добыча и промысловая подготовка газа и конденсата, эксплуатация ПХГ» НТС ОАО «Газпром» (Анапа, 2000);

- втором Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, 2000);

- научно-технической конференции «Проблемы эксплуатации месторождений Уренгойского комплекса», посвященной 20-летию Уренгойского ГПУ (Новый Уренгой, 2000);

- научно-практической конференции ОАО НПО «Бурение» - «Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки скважин при бурении, заканчивании и ремонтных работах» (Анапа, 2001);

- научно-практической конференции «Проблемы и решения эффективной эксплуатации Уренгойского нефтегазового комплекса», посвященной 15-летию Уренгойского НГДУ (Новый Уренгой, 2001).

Публикации. По теме диссертации опубликовано 17 работ в открытой научно-технической печати, в том числе 12 статей, один патент Российской Федерации на изобретение, два свидетельства об официальной регистрации программы для ЭВМ и два руководящих документа.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, основных выводов и рекомендаций, приложений и списка литературы. Материал изложен на 178 страницах машинописного текста, содержит 25 таблиц, 25 рисунков и 1 приложение. Список литературы включает 143 наименования.

Автор выражает благодарность научному руководителю доктору технических наук, профессору Л.А.Алексееву и научному консультанту доктору технических наук А.А.Ахметову. Считаю своим долгом выразить признательность кандидату технических наук, доценту П.Н.Матюшину, оказавшему помощь в работе над диссертацией, а также работникам УИРС ООО «Уренгойгазпром» В.Н.Москвичеву, В.Н.Хозяинову, Н.В.Рахимову, оказавшим содействие при внедрении разработок.

Содержание работы

Во введении обосновывается актуальность работы, изложены цель и основные задачи исследований, научная новизна, практическая ценность и реализация работы в промышленности.

В первой главе работы приводятся особенности геологического строения и технологии строительства скважин, анализ состояния фонда скважин УГНКМ, анализ изученности рассматриваемой проблемы.

В разрезе УГНКМ выделено три этажа газоносности: сеноманские залежи, залегающие на глубине 1030-1260 м; нижнемеловые газоконденсатонефтяные залежи, залегающие на глубине до 3000 м; ранневаланжинские (ачимовская и юрские) газонефтеконденсатные залежи, залегающие на глубине 3555 - 4000 м.

Особенности геологического характера обусловили применение при строительстве скважин двух и одноколонных конструкций. Профиль скважин в основном вертикальный. Способ цементирования - секционный и метод встречных заливок.

Результаты обследования технического состояния скважин УГНКМ показали, что значительная часть скважин эксплуатационного фонда, около 380 газоконденсатных скважин, требуют проведения ремонта герметичности крепи (эксплуатационных колонн и цементного кольца), 11 газоконденсатных и 26 газовых скважин имеют межколонные давления выше 0,5МПа. За последние 10 лет проведены работы по ликвидации межколонных газопроявлений (МКГ) в более 70-ти и ремонту ЭК в более 60-ти скважинах.

Среди причин негерметичности крепи скважин и образования МКГ исследователями выделяются: неполное вытеснение бурового раствора цементным, повышенная водоотдача и усадка цемента (контракция), каналообразование в цементном камне на ранней стадии твердения цементоводной суспензии, термодеструктивные процессы в цементном камне, разгерметизация обсадных колонн, образование зазора между обсадной колонной и цементным кольцом в результате опрессовок и механических воздействий на колонну при перфорации или проведении технологических работ.

В первой главе также рассмотрены современные методы исследования технического состояния скважин и методы, применяющиеся на УГНКМ, показаны их достоинства и недостатки. Отмечена необходимость периодического исследования технического состояния скважин с целью прогнозирования остаточного ресурса и выявления опасных участков в конструкции, планирования предупредительных ремонтов.

Рассмотрены и обобщены современные методы ремонта обсадных колонн и ликвидации межколонных проявлений. Значительный вклад в разработку способов по предупреждению и ликвидации межколонных проявлений, ремонту обсадных колонн внесли: Г.С.Абдрахманов, Ф.А.Агзамов, Л.А.Алексеев, А.А.Ахметов, А.И.Бережной, А.И.Булатов, В.А.Блажевич, Н.Х.Каримов, А.Т.Кошелев, Е.Г.Леонов, П.П.Макаренко, А.А.Мамедов, В.П.Овчинников, С.А.Рябокоть, В.А.Стрижнев, Р.А.Тенн, В.Г.Уметбаев.

Анализ методов, применяющихся на УГНКМ показал, что они делятся на сложные и продолжительные (установка пакеров, ремонт ЭК тампонируванием, установкой пластырей, цементированием дополнительных колонн), связанные с глушением скважины, загрязнением коллектора и снижением продуктивности. Применение таких методов не всегда экономически целесообразно. Другие методы (скользящее тампонирувание различными гелеобразующими составами, растворами синтетических смол) малоэффективны, с продолжительностью эффективного действия менее шести месяцев.

Проведенный в первой главе анализ позволил выявить следующее:

1) Анализ состояния фонда скважин УГНКМ показывает, что в настоящее время нарушение герметичности крепи скважин является одной из основных проблем снижения добычи. Значительное количество скважин требует проведения работ по восстановлению герметичности их крепи, в частности, ликвидации МКГ и ремонту эксплуатационных колонн.

2) Для успешного ведения ремонтных работ необходимо исследование механизма и выявление основных причин нарушения герметичности крепи скважин.

3) В связи с тем, что возможности методов ГИС в выявлении источников и интервалов перетоков газа ограничены, а известные методики диагностики межколонных газопроявлений работоспособны, как правило, в условиях отдельных месторождений и не всегда учитывают специфики других регионов, необходима разработка специальной методики диагностики МКГ.

4) Применяемые на УГНКМ способы борьбы с МКГ имеют низкую эффективность и требуют значительных затрат, в связи с чем требуется разработка более эффективных технологий.

Во второй главе изложена сущность разработанной методики диагностики межколонных газопроявлений для УГНКМ.

Межколонные газопроявления в зависимости от конструкции и состояния крепи скважины имеют различную природу. При этом от эффективного диагностирования и выявления причин МКГ во многом зависит успех и качество проведения ремонтных работ.

Исследования методами ГИС не позволяют фиксировать флюидоперетоки с дебитами менее $100-150\text{ м}^3/\text{сут}$ из-за малой разрешающей способности аппаратуры, а существующие методики исследования межколонных газопроявлений, заключающиеся в проведении газогидродинамических исследований, анализе конструкций скважин, исследовании проб из межколонных пространств, работоспособны, как правило, в условиях отдельных месторождений и не всегда учитывают специфики других регионов.

Недостатками имеющихся технологий диагностики являются, прежде всего, малая оперативность, громоздкость применяемого оборудования и отсутствие методики работы с устьевым оборудованием газовых и газоконденсатных скважин, в частности, с элементами оборудования колонных обвязок. Специфика предлагаемой методики диагностики МКГ заключается в последовательной оценке исследуемых факторов, которые могут влиять на возникновение газоперетока и исключение тех из них, по которым не получено подтверждение их влияния. При этом анализируется состояние подземного и устьевого оборудования скважины, проводятся газодинамиче-

ские исследования в несколько последовательно выполняемых этапов. Схема комплексной методики исследования МКГ представлена на рис.1.

На заключительном этапе исследований проводится оценка состояния цементного кольца и раскрытости флюидопроводящих каналов (резьбовые соединения, микрозазоры между цементным камнем и обсадной колонной, каналы и трещины в цементном камне).

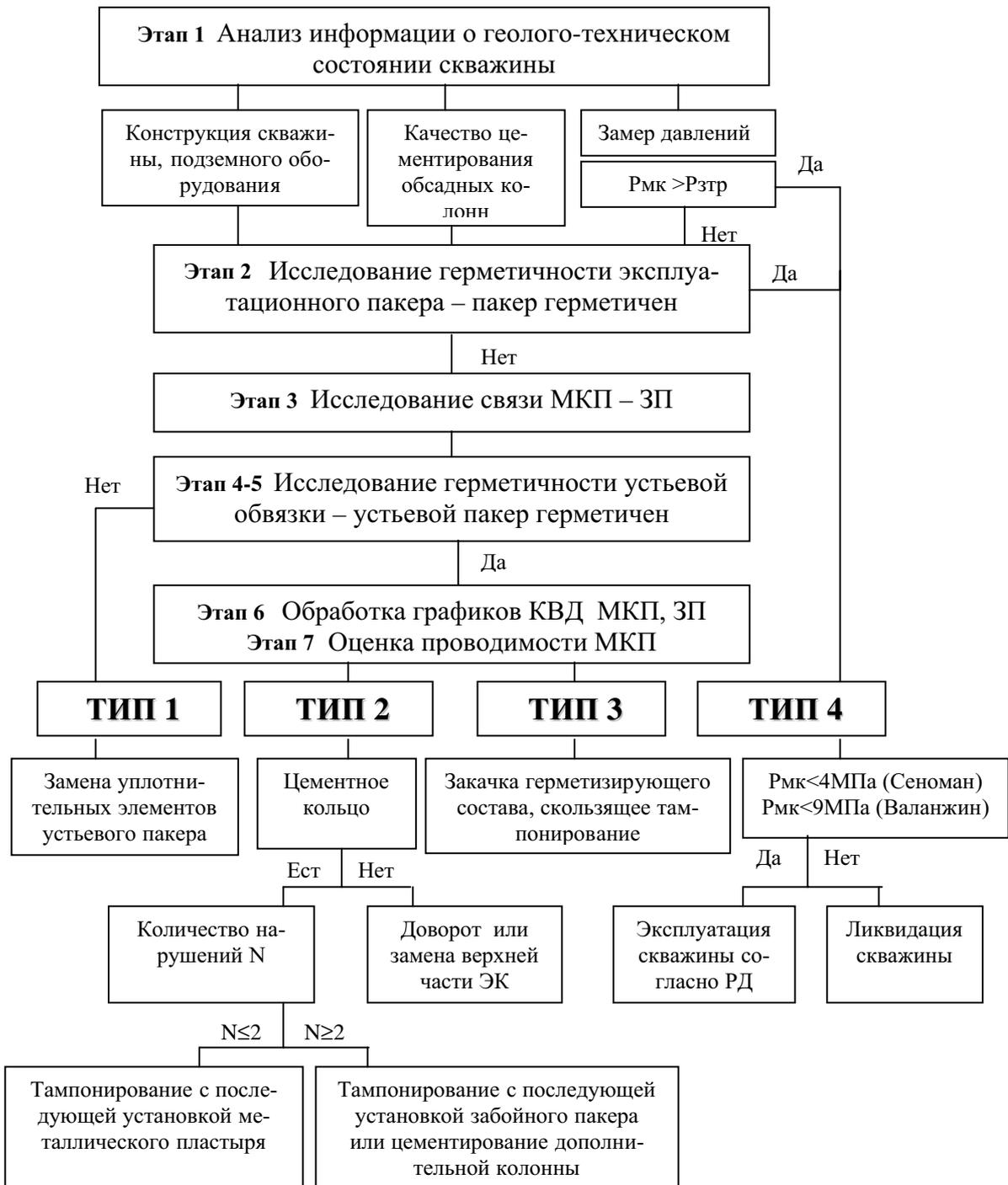


Рис.1. Схема комплексной методики исследования межколонных газопровывлений и выбора технологии их ликвидации в скважинах УГНКМ:

МКП-межколонное пространство; ЗП-затрубное пространство. $P_{МК}$, $P_{ЗТР}$ – давления в межколонном и затрубном пространствах соответственно; КВД – кривая восстановления давления; ЭК – эксплуатационная колонна; РД – руководящий документ

Для этого производится обработка кривых КВД в координатах $P_{МК}^2 - Lg(T)$ и определяется значение усредненной проводимости межколонного пространства. Промысловые исследования по диагностике скважин УГНКМ показали, что проводимость межколонного пространства, в зависимости от

конструкции скважины и интенсивности межколонного газопроявления, достигает $1,45 \div 1,6 \times 10^{-3} \text{ м}^3/\text{МПа} \cdot \text{с}$.

По результатам исследований МКГ классифицируются по типам, обуславливающим их вид, причину возникновения, и в зависимости от типа выбирается технология ремонта скважины:

Тип 1 – МКГ связано с негерметичностью забойного пакера и уплотнительных элементов устьевого пакера;

Тип 2 - МКГ связано с негерметичностью забойного пакера и нарушением обсадной колонны на малой глубине;

Тип 3 – МКГ связано с негерметичностью забойного пакера и резьбовых соединений на значительном удалении от устья скважины;

Тип 4 – МКГ связано с перетоком газа из продуктивного пласта по заколонному пространству из-за несовершенства цементного кольца за обсадной колонной.

Третья глава посвящена выявлению основных причин нарушения герметичности крепи скважин. Установлено что межколонные газопроявления в скважинах УГНКМ в большинстве (55-65%) случаев являются следствием разгерметизации резьбовых соединений (нарушений) эксплуатационных колонн и кольцевого пространства за ними.

Впервые на основе статистического анализа геолого-технических условий и параметров строительства и эксплуатации скважин, анализа промыслового материала выявлены основные факторы и обоснованы причины нарушения эксплуатационных колонн в неокомских скважинах УГНКМ. Анализ проведен по массиву данных, включающему 56 случаев нарушения герметичности эксплуатационных колонн в скважинах УГНКМ.

Обработка данных, проведенная с использованием прикладных программ **DATA Analyzer Версия 4.0** и **Метод Вальда. Версия 1.0**, позволила выявить наиболее неблагоприятные показатели, характеризующие техническое состояние скважин Уренгойского месторождения: интервалы глубин 2229-3000м и 743-1586м; способ цементирования – секционный; качество

цементирования по АКЦ – плохое; минерализация пластовой воды – 8-15г/л; толщина стенки обсадной колонны 12,06 и 10,6мм; группа прочности стали ЭК – С-95 и Р110; тип резьбового соединения – ГОСТ и ОТТМ; тип применяемой уплотнительной смазки – 5%-ный раствор КМЦ.

Выявлено, что наиболее негативное влияние оказывает качество цементирования ЭК в интервале сеноманского водоносного горизонта. Следует отметить, что сложившаяся практика цементирования валанжинских скважин для месторождений севера Тюменской области методом встречных заливок и методом секционного цементирования является неудачной. Для УГНКМ величина разрыва сплошности и недоподъема тампонажного раствора порядка 50м характерна для 67% от всего числа пробуренных скважин; до 100м – 8%; до 350м – 6% и более 350м – 1,8%.

На основе проведенных исследований в работе доказано, что на участках некачественного цементирования происходит ускоренное коррозионно-усталостное разрушение ЭК и разгерметизация резьбовых соединений, способствующие обводнению скважин и возникновению межколонных газопроявлений.

Четвертая глава посвящена разработке методов ликвидации межколонных газопроявлений, новых рецептов герметизирующих составов для скользящего тампонирования резьбовых соединений ЭК. Здесь же приводится описание результатов лабораторных и стендовых исследований.

Исходя из условий эксплуатации скважин УГНКМ и характеристик крепи скважин с МКГ, были сформированы основные требования, которым, по нашему мнению, должны соответствовать герметизирующие составы:

1. Обеспечение возможности проникновения состава в неплотные резьбовые соединения, места негерметичности и далее в каналы и трещины в цементном камне на начальном этапе закачки с последующим загустеванием – повышением структурно-механических свойств для предотвращения их выхода и надежного тампонирования путей поступления газа.

2. Состав должен обладать широким диапазоном изменения технологических параметров во времени (рост эффективной и условной вязкости соответственно от 10 до 2000 Па*с и от 60с до нетекучести; иметь минимальную фильтрацию от 6 до 0 см³/30мин) для обеспечения его закачки насосными агрегатами и продавки в негерметичные резьбовые соединения до набора максимальных значений этих параметров.

3. Состав должен иметь высокую коагуляционную и седиментационную устойчивость на протяжении длительного времени (10 и более лет) при температуре до +80°С и давлении до 15 МПа. Выполнение данного требования необходимо для исключения прихватов НКТ, а также для предупреждения оседания твердой фазы на пакер и его прихвата.

4. Состав должен быть технологичным при приготовлении и закачке в скважину и не терять своих свойств в условиях пониженных температур (до – 40 °С).

5. Состав не должен вызывать коррозию труб и скважинного оборудования, а напротив, должен защищать металлические поверхности от действия пластовых флюидов, способных проникнуть в затрубное пространство скважины (рН не менее 7).

6. В рецептуру состава должны входить недорогие и доступные компоненты на основе местного сырья.

Для разработки составов, отвечающих данным требованиям, было принято решение по совершенствованию имеющихся рецептур, в частности, состава ИМД, основным недостатком которого является невысокая вязкость и неспособность повышать свои структурно-механические свойства во времени. Идея приготовления герметизирующего состава (ГС) состояла в предварительно отдельной подготовке двух его частей: инвертной эмульсии (состав 1) и композиции натриевых соединений (состав 2), которые в последующем смешивались в определенном соотношении, зависящем от условий ликвидации МКГ.

После рассмотрения применяемых на сегодняшний день рецептур

произведен поиск исходных химреагентов и материалов из местного сырья, позволяющих получить высоковязкую дисперсную систему. Исходными материалами послужили шлам Дисин, отработанные масла основных производств, бентонитовый глинопорошок, и химреагенты – эмультал (СЖК), едкий натрий, кальцинированная сода, хлористый кальций, сульфат натрия.

Бентонитовый глинопорошок выполняет функцию активного наполнителя-стабилизатора, структурообразователя. Для гидрофобизации частичек глинопорошка, повышения их удерживающей способности во взвешенном состоянии вводятся полимеры с длинными цепями - КМЦ (ПАА). Для создания агрегативно-устойчивой системы в состав ГС вводят эмультал (СЖК).

Введение химически активной группы реагентов (сульфата натрия, хлористого кальция, карбоната натрия) позволяет в результате активного химического взаимодействия получить в углеводородной среде дополнительную дисперсную фазу. Получению дисперсной фазы способствуют процессы образования кристаллогидратов путем связывания молекул растворителя (воды). Эти два явления приводят к увеличению количества твердой фазы в смеси, а следовательно, к изменению ее технологических характеристик.

Для экспериментальных испытаний был изготовлен специальный стенд, позволяющий, в условиях, максимально приближенных к скважинным, исследовать разработанные ГС (рис.2). Подготовка стенда к проведению исследований заключалась в следующем:

- производилась сборка модели с расслабленным резьбовым соединением 8;
- производилось цементирование межтрубного пространства 114 x 73мм цементным раствором плотностью $1,8\text{г/см}^3$ и водоцементным отношением 0,5 с последующим ОЗЦ в течение 24часов;
- производилась обвязка модели с газовым баллоном 1 и цементное кольцо прорывалось подачей азота в модель через расслабленное резьбовое соединение;

- для получения количественных характеристик пропускающей способности расслабленного резьбового соединения и цементного кольца определялась приемистость модели по азоту и воде путем их прокачки и замера выходных параметров по манометру 2, газовому счетчику 13 и мерной емкости 14.

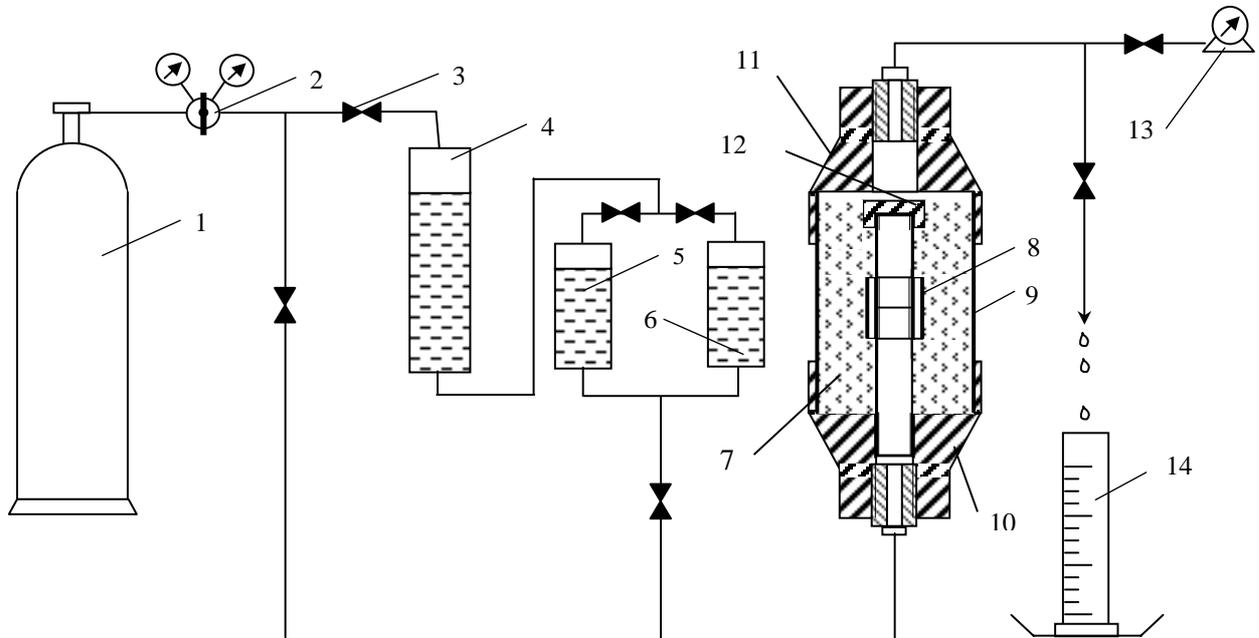


Рис. 2. Стенд для испытания составов, герметизирующих резьбовые соединения:

1-баллон высокого давления для подачи сжатого азота; 2- редуктор с образцовым манометром; 3-вентили; 4-рабочая емкость с продавочной жидкостью; 5,6- рабочие емкости со спец.составами; 7-модель; 8-НКТ ф73мм с муфтовым соединением; 9-НКТ ф114мм; 10,11-заглушки с отводными штуцерами; 12- пробка; 13- газовый счетчик барабанный ГСБ-400; 14- мерная емкость

По предложенной методике были подготовлены 3 модели с разными показателями приемистости по азоту и воде.

Далее готовились исходные составы ГС с различным соотношением и концентрацией компонентов и проводились лабораторные эксперименты по герметизации подготовленных моделей. Исходные компоненты для получения герметизирующих составов и технологические показатели приготовленных ГС приведены в табл. 1 и 2.

Таблица 1

Исходные компоненты для получения герметизирующего состава

Номер рецептуры	С о с т а в			
	№1		№2	
	Наименование химреагента	Массовая доля, %	Наименование химреагента	Массовая доля, %
ГС – 1	1. Раствор CaCl ₂ пл.1,40кг/см ³ 2. Шлам 3. ОНП 4. СЖК	47 50 2 1	1. Карбонат натрия 2. Сульфат натрия 3. Бентонитовый глинопорошок 4. Полимер 5. Вода	14 10 10 0,6 остальное
ГС – 2	1. Раствор CaCl ₂ пл.1,45г/см ³ 2. Шлам 3. ОНП 4. СЖК	50 47,5 1,5 1	1. Карбонат натрия 2. Сульфат натрия 3. Бентонитовый глинопорошок 4. Полимер 5. Вода	16 14 12 0,6 остальное
ГС – 3	1. Раствор CaCl ₂ пл.1,50г/см ³ 2. Шлам 3. ОНП 4. СЖК	52,5 45 1 1,5	1. Карбонат натрия 2. Сульфат натрия 3. Бентонитовый глинопорошок 4. Полимер 5. Вода	18 18 14 0,6 остальное
ИМД	1. Хлористый кальций 2. Шлам 3. Эмультал 4. Конденсат 5. Мел 6. Тех.вода	23 30 4 4 10 остальное	1. Раствор CaCl ₂ пл.1,12г/см ³	100

Таблица 2

Технологические показатели герметизирующих составов

Состав	Фильтрация, см ³ /30мин	Эффективная вязкость, Па * с	Условная вязкость, с	Термостабильность, °С	рН
ГС - 1	6	910	не течет	90	12
ГС - 2	0	1550	не течет	90	12
ГС - 3	0	2154	не течет	90	8
ИМД	0,5 – 1	450	капает	90	8

Результаты лабораторных экспериментов приведены в табл.3.

Таблица 3

Результаты исследований герметизирующих составов

Номер	Состав	Приемистость	Приемистость	Приемистость	Перепад давления,
-------	--------	--------------	--------------	--------------	-------------------

модели		по газу до герметизации, м3/МПа с	по воде до герметизации, м3/МПа с	по газу после герметизации, м3/МПа с	выдерживаемый загерметизированной моделью, МПа
1	ИМД	1.558×10^{-3}	0.0271×10^{-3}	1.03×10^{-3}	Блокировки не произошло
	ГС-2	1.57×10^{-3}	0.0272×10^{-3}	0	12,2*
2	ИМД	1.73×10^{-3}	0.0065×10^{-3}	1.252×10^{-3}	Блокировки не произошло
	ГС-2	1.7×10^{-3}	0.0063×10^{-3}	0	11,8*
3	ИМД	13×10^{-3}	0.0245×10^{-3}	$11,8 \times 10^{-3}$	Блокировки не произошло
	ГС-2	13.33×10^{-3}	$0,07 \times 10^{-3}$	0	7

* Максимальное давление в баллоне

Таким образом, проведенные исследования позволили определить границы изменения концентраций компонентов, при которых обеспечиваются необходимые параметры герметизирующих составов для ликвидации МКГ.

Технология ликвидации МКГ заключается в проведении диагностических исследований по выявлению причин их возникновения, определению проводимости межколонного пространства, подготовке и закачке в затрубное пространство скважины одновременно двух составов в соотношении 1:1. При смешивании составов в скважине происходит образование углеводородной дисперсной системы, которая по мере поступления в неплотные резьбовые соединения ЭК, трещины и каналы заколонного цементного камня повышает структурно-механические свойства во времени и надежно закупоривает пути выхода газа через межколонное пространство. Причем повышение структурно-механических свойств (образование в смеси твердой фазы) должно происходить после продавки ГС в резьбовые соединения. При этом система продавливается в надпакерную зону и дополнительно перекрывает пути поступления газа в затрубное пространство через негерметичный пакер.

В связи с наличием на УГНКМ скважин с разными конструкциями, пластовыми давлениями и интенсивностью межколонных газопроявлений были разработаны различные технологические схемы ликвидации МКГ.

Возможность регулирования свойств и технологических параметров ГС изменением соотношения компонентов в составах №1 и №2 позволяет нам подобрать рецептуры для разных категорий скважин.

В пятой главе представлены результаты промысловых испытаний и оценка экономической эффективности от внедрения разработанной техноло-

гии ликвидации межколонных газопроявлений с использованием герметизирующих составов. Испытания проводились на трех газовых скважинах УГНКМ - №11062, 11053, 12091. Для испытаний были выбраны те скважины, на которых неоднократно производились аналогичные ремонты с применением других составов, в частности, составов ИМД, ВИС. При этом максимальный межремонтный период работы этих скважин, до появления межколонного давления, составлял 3-6 месяцев. На каждую скважину составлялась программа необходимых мероприятий, которая согласовывалась с главными специалистами и руководством УИРС ООО «Уренгойгазпром». Результаты работ приведены в табл.4.

Таблица 4

Результаты ремонта скважин с применением ГС

Но-мер	Номер скважины	Рмк до, МПа	Дата ремонта	Рмк на 12.2001г., МПа	Объем ГС, м ³	Эффективн. вязкость ГС, Па*с
1	11062	2,8	06.1997г.	0	8	1800-1900
2	11053	4,5	06.1997г.	0,2	9	1700
3	12091	5,0	11.1997г.	0	8,5	1700

Оценивая показатели ремонта скважин, необходимо отметить, что все скважины, где применялся ГС, в настоящее время эксплуатируются без межколонных газопроявлений а межремонтный период их эксплуатации составляет более четырех лет.

Внедрение разработанной технологии позволило повысить успешность операций по ликвидации или снижению межколонных газопроявлений, увеличить межремонтный период эксплуатации скважин и снизить затраты на проведение повторных ремонтов в более чем семь раз, а также значительно снизить объем выбросов природного газа в атмосферу, улучшить охрану окружающей среды. Фактический экономический эффект за 1997-2001гг. от внедрения технологии ликвидации МКГ составил 11,78млн.руб.

Основные выводы и рекомендации

1.Разработана комплексная методика диагностики межколонных газопроявлений, позволяющая на всех стадиях развития МКГ определять причины

их образования, величину проводимости межколонного пространства, оперативно рекомендовать мероприятия по ремонту или эксплуатации скважины.

2. Проведен статистический анализ геолого-технических условий строительства и эксплуатации неокомских скважин и установлены основные факторы, определяющие причины нарушения герметичности эксплуатационных колонн. Наиболее значимое влияние оказывает качество цементирования в интервале сеноман альб-аптского водоносного комплекса. Крайне негативное влияние на сроки сохранения герметичности крепи оказывает секционный и встречный способы цементирования скважин.

3. На основе теоретических и промысловых исследований разработаны требования к составам для ремонтной герметизации резьбовых соединений ЭК, создан специальный стенд для исследования влияния составов для герметизации резьбовых соединений и каналов в цементном камне.

4. По результатам экспериментальных исследований разработаны рецептуры герметизирующих составов для ликвидации МКГ, состоящие из углеводородной дисперсной системы и водополимерной суспензии с наполнителем (бентонитовый глинопорошок), позволяющие регулировать структурно-механические и реологические свойства во времени.

5. Разработана новая технология ликвидации МКГ [15], заключающаяся в одновременной закачке в затрубное пространство скважины двух систем, образующих при смешивании герметизирующий состав, и позволяющая повысить структурно-механические свойства состава после его частичной продавки в резьбовые соединения, каналы и трещины в цементном камне.

Комплексное применение разработок позволило повысить успешность ремонтных работ, значительно увеличить межремонтный период эксплуатации скважин без межколонных газопроявлений, снизить объем выбросов природного газа в атмосферу и затраты на ремонт. Это позволило в целом по Уренгойскому месторождению улучшить экологическую обстановку и получить экономический эффект от внедрения изобретения [15] на трех газовых скважинах за период 1997-2001 гг. на сумму 11,78 млн. руб.

**Основные положения диссертации опубликованы
в следующих работах:**

1. Диагностика межколонных газопроявлений на Уренгойском НГКМ/ Д.Н.Хадиев // Наука и технология углеводородных дисперсных систем: Науч. тр. второго Междунар. симп.– Уфа, Изд-во. «Реактив», 2000.- Т.1. - С.137-138.
2. Ахметов А.А., Шарипов А.М., Хадиев Д.Н. Ремонт эксплуатационных колонн неоконских скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения//Проблемы нефтегазового комплекса России: Научно-техническая конференция. – Уфа: УГНТУ, 1998.
3. Ликвидация межколонных давлений при капитальном ремонте скважин Уренгойского месторождения/ А.А. Ахметов, А.М. Шарипов, Д.Н. Хадиев // Всероссийская научно-практическая конференция «Экологические проблемы и пути решения задач по длительной сохранности недр и окружающей среды.... ».- Тюмень, 1997. - С.4.
4. Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Жуковский К.А. и др. Усталостное разрушение эксплуатационных колонн под воздействием переменных напряжений и коррозии в скважинах УГНКМ// Труды третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России. – М., 2000.- С.104-109.
5. Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Жуковский К.А. и др. Факторы, определяющие возникновение нарушений эксплуатационных колонн в газоконденсатных и нефтяных скважинах УГНКМ// Новая техника и технология при проведении ремонтных работ на скважинах: Материалы НТС ОАО «Газпром».- М.: ИРЦ «Газпром», 2000. – С.48-57.
6. Ахметов А.А., Н.В.Рахимов, Д.Н.Хадиев. Виды ремонтно-изоляционных работ при капитальном ремонте скважин на Уренгойском месторождении// Сб.НПО «Бурение».- Краснодар, 2000.- Вып.5.– С.195-201.

7. Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Ткаченко Р.В. и др. Исследование составов для герметизации резьбовых соединений, используемых при ликвидации межколонных газопроявлений// Научные труды третьего конгресса нефтегазопромышленников России. -Уфа: Изд-во «Реактив», 2001.- С.177-179.
8. Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Алексеев Л.А. и др. Ремонт эксплуатационных колонн неоконских скважин Уренгойского газоконденсатного месторождения// Технология и материалы для бурения и ремонта нефтяных и газовых скважин: Сб.- Краснодар, 1999. - Вып.2. - С.212-220.
9. Хадиев Д.Н. Разработка герметизирующих составов для ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах Уренгойского месторождения// Сб. НПО «Бурение».- Краснодар, 2001.- Вып. 6 – С.243-249.
- 10.Хадиев Д.Н. Внедрение герметизирующих составов на основе дисперсных систем для ликвидации межколонных давлений в скважинах УГНКМ// Научные труды Второго Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем».– Уфа. Изд-во «Реактив», 2000.- Т.1. С.140-142.
- 11.Капитальный ремонт скважин и повышение нефтеотдачи пластов/ А.А. Ахметов, А.М. Шарипов, Д.Н. Хадиев и др.//Газовая промышленность. – 1998.-№9.
- 12.Хадиев Д.Н., Ахметов А.А., Жуковский К.А. и др. Усталостное разрушение эксплуатационных колонн под воздействием переменных напряжений и коррозии в скважинах УГНКМ// Тезисы докладов третьей Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России. – М.: Интерконтакт наука,1999.- С.45.
13. Свидетельство №2000611355РФ. Программа для ЭВМ «ГО::DATA Analyzer 4.0” / А.Е. Белозеров, Е.С. Белозеров, Д.Н. Хадиев и др. - М.:РОСПАТЕНТ, 25.12.2000.
- 14.Свидетельство №2001611315. Программа для ЭВМ «Цементаж доп. колонны/ Д.Н. Хадиев, А.Е. Белозеров - М.: РОСПАТЕНТ, 03.10.2001.

15. Пат. 2144130 РФ, (51)6E21В 33/138. Способ ликвидации межколонных газопроявлений в скважине / А.Н. Дудов, А.А. Ахметов, Д.Н. Хадиев и др. – Бюл. №1, 2000.

Соискатель

Д.Н.Хадиев