

На правах рукописи

Аль-Самави Ахмед Салехсаид

**ОБОСНОВАНИЕ ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ
КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ И
КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ КРЕПИ СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени

кандидат технических наук

Уфа - 2005

Работа выполнена на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Научный руководитель	доктор технических наук, профессор Агзамов Фарит Акрамович.
Официальные оппоненты:	доктор технических наук, старший научный сотрудник Крысин Николай Иванович; кандидат технических наук Нигматуллина Аниса Галимьяновна.
Ведущая организация:	Западно-Сибирский научно- исследовательский и проектно- конструкторский институт технологии глубокого разведочного бурения « ЗапСибБурНИПИ ».

Защита состоится 31 мая 2005 года в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д212.289.05 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г.Уфа, ул. Космонавтов,1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «26» апреля 2005 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Ямалиев В. У.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Повышение надежности и эффективности эксплуатации нефтяных и газовых скважин в существенной степени зависит от качества и надежности их крепи. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн на газовых, газоконденсатных, нефтяных месторождениях с высоким газовым фактором, а также в подземных хранилищах газа (ПХГ) приводит к возникновению межколонных давлений (МКД) и ограничивает возможность нормальной эксплуатации скважин. В последние годы одним из наиболее перспективных направлений ликвидации МКД является перевод скважин на пакерную схему эксплуатации и использование специальных надпакерных герметизирующих жидкостей. Достоинством герметизирующих жидкостей является возможность их использования для ликвидации межколонных давлений путем заполнения надпакерного (межтрубного) и незацементированного межколонного пространства скважины. В то же время большинство применяемых герметизирующих жидкостей не предупреждает коррозию оборудования и не подавляет рост сульфатовосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий. При этом актуальной является разработка герметизирующих композиций, обладающих способностью кольматировать флюидопроводящие каналы в резьбовых соединениях эксплуатационных колонн, колонных головках устьевого оборудования, сохраняя при этом свои технологические свойства на весь срок их нахождения в месте нарушения герметичности крепи.

Исходными реагентами для герметизирующих композиций могут являться как органические, так и неорганические соединения. Их выбор определяется технологической и экономической эффективностью.

Цель работы

Ликвидация или ограничение межколонных давлений при капитальном ремонте скважин путем использования эмульсионных герметизирующих композиций.

Основные задачи исследований

- анализ скважин с межколонными давлениями и обоснование требований к герметизирующим композициям и компонентам для их получения;
- обоснование принципов подбора компонентов для получения герметизирующей композиции;
- разработка состава и технологии приготовления эмульсионной герметизирующей композиции;
- исследование причин МКД и разработка методики их диагностики по месторождению Жанажол;
- подготовка нормативной документации и испытание разработок.

Методы исследования

Поставленные задачи решались в лабораторных и промысловых условиях с использованием стандартных методик, приборов, статистической обработки полученных данных с применением ПЭВМ.

Научная новизна

1. Показано, что глобулы дисперсной фазы в системе эмульсионной герметизирующей композиции типа "масло в воде" (М/В) сопоставимы с размерами дефектов резьбовых соединений эксплуатационной колонны.
2. Экспериментально установлена возможность применения эмульсионной герметизирующей композиции с высокой агрегативной устойчивостью и оптимальными реологическими свойствами для ликвидации дефектов герметичности крепи и устьевого оборудования скважин.
3. Установлен эффект подавления роста сульфатовосстанавливающих (СВБ) и углеводородокисляющих (УОБ) бактерий и ингибирования процессов коррозии обсадной колонны в присутствии эмульсионной герметизирующей композиции.

Практическая ценность

1. Разработана эмульсионная герметизирующая композиция для скважин, позволяющая эффективно кольматировать нарушения герметичности крепи и устьевого оборудования скважин, обеспечивать подавление роста

сульфатовосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий, снижать скорость коррозии элементов конструкций скважин.

2. Обоснована целесообразность применения реагента Азимут -14 в качестве ингибитора коррозии и бактерицида в составе герметизирующей композиции.

3. Разработан экспериментальный стенд, позволяющий моделировать работу эксплуатационной колонны в скважине и изучать герметизирующую способность разрабатываемых композиций.

Основные защищаемые положения

- результаты исследований по получению эмульсионных дисперсных систем с высокой агрегативной устойчивостью, обладающих оптимальными реологическими свойствами;

- результаты экспериментальных исследований новых рецептур герметизирующей композиции, технологии их приготовления и применения для ликвидации МКД;

- результаты работ по ликвидации МКД с использованием эмульсионной герметизирующей композиции на Канчуринском ПХГ, результаты исследования причин межколонных давлений по месторождению Жанажол и разработка методики их диагностики .

Реализация работы

Разработаны руководящие документы на приготовление и применение эмульсионной герметизирующей композиции на скважинах ПХГ, утвержденные Башкирским управлением госгортехнадзора РФ и ОАО «Подзембургаз» РАО «Газпром».

Разработанные составы прошли промысловые испытания на Канчуринском ПХГ РАО «Газпром» и нефтяном месторождении Жанажол ОАО «СНПС-Актобемунайгаз» с положительными результатами.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы и ее результаты докладывались на III Конгрессе нефтепромышленников России, секция

«Проблемы нефти и газа» (Уфа, 2001г.); межотраслевой научно-практической конференции «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе» (ТГНГТУ, Тюмень, 2001г.); VI Международном симпозиуме студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.В. Усова «Проблемы геологии и освоения недр» (Институт геологии и нефтегазового дела Томского политехнического университета, 2002 г.); научно-практической конференции «Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: реальности и перспективы» (Уфа, 2002г.); 52-й и 53й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых (Уфа, 2001-2002 гг.).

Публикации. Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 11-ти печатных работах, в том числе в 5-ти статьях, тезисах 4-х докладов и 2-х патентах.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 112 наименований, 5 приложений. Общий объем работы 120 страниц машинописного текста, включая 16 рисунков и 25 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

В первой главе проанализированы причины нарушения герметичности эксплуатационной колонны и цементного камня в нефтегазовых скважинах и скважинах подземных хранилищ газа (ПХГ), образования межколонных давлений. Эти причины можно подразделить на четыре группы:

Первая группа - межколонные давления из-за дефектов в пакере колонной головки, возникающие при плохом качестве монтажа колонной обвязки, эксцентричном расположении верхней трубы эксплуатационной

колонны в корпусе колонной головки, неравномерном расположении подвесных клиньев, а также некачественном монтаже уплотнительных элементов.

Вторая группа причин МКД обусловлена поступлением флюидов из продуктивных горизонтов через цементное кольцо по зазору между цементным камнем и обсадной колонной, а также по каналами и микротрещинам в цементном камне.

Причины, относящиеся ко второй группе, исследовали: Агзамов Ф. А., Булатов А.И., Бережной А.И., Грачев В.В., Зейналов Н.Э., Куксов А.К., Леонов Е.Г., Мавлютов М.Р., Марухняк Н.И., Овчинников В.П., Сеид-Рза М.Н., Сидоров Н.А., Титков Н.И., Цейтлин В.Г., Фаттахов З.М., Шищенко Р.И. и многие другие. По мнению этих исследователей, причиной возникновения межколонных давлений является действие суммы факторов, связанных с гидратацией, структурообразованием и твердением тампонажных растворов, следствием чего является седиментационное расслоение и зависание растворов с последующим снижением гидростатического давления на пласт, контракция с последующей усадкой цементного камня, обезвоживанием глинистой корки и образованием микрозазоров на контактных зонах цементного камня.

Третья группа - межколонные давления, связанные с негерметичностью обсадных колонн. В данном случае основной причиной возникновения МКД является нарушение герметичности резьбовых соединений обсадных труб. На возникновение флюидопроводящих каналов влияет целый комплекс факторов, связанных с большими допусками на изготовление резьб трубы и муфты; их сочетание при сборке соединения; тип смазки или герметика; крутящий момент свинчивания; температурные колебания в процессе эксплуатации; изгибы колонн в искривленном стволе скважины; избыточные давления на колонну.

Изучению влияния этих факторов посвящены работы: Арустамова С.Б., Ахметова А.А., Булатова А.И., Гусейнова М. А., Даниеляна А.А., Зильбермана В.И., Егурцова Н. А., Кошелева А. Г., Понятова В.И., Савченко В.П., Сидорова А.Е., Толмачева В.С., Хадиева Д. Н. и многих других. В зависимости от соотношения внешних факторов в резьбовых соединениях может образоваться

разветвленная сеть щелевых флюидопроводящих каналов размером до десятых долей миллиметра. Исследования, проведенные Кошелевым А. Т., показали, что флюидопроводящие каналы в резьбовом соединении представляют собой щели сложной конфигурации с раскрытостью от сотых до десятых долей миллиметра. Причем в условиях осевого нагружения и изгиба колонны величина зазора стремится к максимуму.

Четвертая группа - межколонные давления, обусловленные старением эксплуатационных колонн и их коррозией под действием сероводорода и двуокиси углерода. Основными факторами, влияющими на сероводородную и углекислотную коррозию скважинного оборудования, являются концентрация кислых компонентов в природном газе, их парциальное давление, общее давление природного газа, температура среды, скорость движения газожидкостного потока, напряженное состояние металла, объемное соотношение водного и углеводородного конденсатов в жидкой фазе потока.

Особо следует отметить сульфатвосстанавливающие и углеводородокисляющие бактерии, деятельность которых способствует повышению концентрации сероводорода и углекислоты. При наличии CO_2 и H_2S коррозия может появиться при низких концентрациях сероводорода (0, 1 мг/л) в газе, воде и низком парциальном его давлении (10^{-4} МПа).

При определенных условиях может возникнуть и сульфидное растрескивание. Для восстановления герметичности эксплуатационных колонн разработано и успешно используется несколько технологий. Одной из наиболее перспективных является перевод скважин на пакерную схему эксплуатации с использованием для кольматации негерметичности обсадных колонн специальных надпакерных жидкостей. Например, наиболее успешно в качестве последних использовали: раствор, содержащий КМЦ, асбестовую крошку и воду; задавочно-промывочную жидкость для ликвидации МКД (надпакерная жидкость) на углеводородной основе, содержащую воду, ПАВ «сульфонол», углеводородную жидкость в виде газового конденсата, бентонитовую глину и соль в виде хлористого кальция. К недостаткам первой жидкости относится

относительно быстрая во времени потеря герметизирующих свойств вследствие жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ), присутствующих в скважине и в пласте. Недостатком задавочно-продавочной жидкости является не высокая по времени ее агрегативная устойчивость, определяемая процессами коалесценции дисперсной фазы (газового конденсата) в эмульсии, что приводит к расслоению эмульсии.

Кроме того, указанная жидкость не защищает оборудование от коррозии и не подавляет рост сульфатовосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий. Исходя из анализа состояния вопроса, были сформулированы цель и задачи работы.

Во второй главе рассмотрена рабочая гипотеза, дано обоснование типа герметизирующей композиции и обоснован выбор материалов для ее получения. Мы полагаем, что наибольшей эффективностью будут обладать эмульсионные герметизирующие композиции, являющиеся стабильной дисперсной системой по типу прямой эмульсии «масло в воде», агрегативная устойчивость которых определяется структурно-механическими факторами. Последние обусловлены: образованием на внешней поверхности глобулы прямой эмульсии в дисперсионной водной среде бронирующих защитных слоев из глинистых частиц; образованием на внутренней поверхности глобулы прямой эмульсии в частицах дисперсной фазы (масла) защитных слоев из микроэмульсии по типу "вода в масле".

Теоретический и практический анализ их работы и технология применения показали, что герметизирующие композиции должны отвечать следующим требованиям:

1. Сохранять структуру и физико –химические свойства в интервале температур окружающей среды от +100 до – 45 °С.
2. Иметь оптимальные технологические свойства (вязкость, статическое и динамическое напряжения сдвига), обеспечивающие блокирование возможных негерметичностей эксплуатационных колонн и устьевого оборудования.

3. Размер глобул эмульсий должен обеспечивать кольматирование дефектов обсадных труб и устьевого оборудования.

4. Обладать низкой коррозионной активностью по отношению к металлам эксплуатационных колонн и нососно-компрессорных труб (НКТ), подавлять рост сульфатвосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий.

5. Обладать технологичностью, возможностью приготовления и транспортирования в промышленных условиях.

6. Возможность проведения без осложнений и аварий ремонтных работ, как в вертикальных, так и в наклонных или горизонтальных скважинах.

7. Безопасные условия труда и охрана окружающей среды.

8. Минимальные затраты времени и средств на приготовление и применение.

При выборе материалов для приготовления герметизирующей композиции и регулирования ее свойств мы максимально ориентировались на материалы, которые широко используются на месторождениях, с тем, чтобы минимизировать затраты и транспортные расходы. При выборе реагентов дополнительно учитывалась устойчивость герметизирующей композиции во время нахождения в затрубном (надпакерном) либо незацементированном межколонном пространстве. Для приготовления обоснованной герметизирующей композиции использованы следующие материалы: отработанное компрессорное масло (ОКМ) в качестве дисперсной фазы; сульфонол, который препятствует флокуляции частиц дисперсной фазы; реагент «Азимут –14» в качестве ингибитора коррозии и бактерицида для подавления роста сульфатвосстанавливающих и углеводородокисляющих бактерий; метиловый спирт, выполняющий роль вспомогательного ПАВ, (функция основного ПАВ–сульфонола сводится к снижению межфазного натяжения на границе раздела фаз, а роль вспомогательного ПАВ–метилового спирта заключается в образовании совместно с основным ПАВ смешанного адсорбционного слоя с низким значением межфазного натяжения); хлористый кальций для понижения температуры застывания композиции; гидроксид

натрия для повышения щелочности эмульсионной композиции и диспергации глины; бентонитовая глина в качестве твердого стабилизатора эмульсии; вода в качестве дисперсионной среды, хорошо смачивающей глинистые частицы.

Для оценки качества эмульсионной герметизирующей композиции (ЭГК) наряду с общепринятыми параметрами (плотность, пластическая вязкость, статическое напряжение сдвига, динамическое напряжение сдвига, водородный показатель, температура застывания и термостабильность) использовался ряд дополнительных показателей, характеризующих агрегативную устойчивость системы, биологическую стабильность в среде сульфатовосстанавливающих (СВБ) и углеводородокисляющих (УОБ) бактерий.

Потеря технологических свойств и деструкция герметизирующей композиции исследовались по глиноемкости и седиментационной устойчивости. Для борьбы с биокоррозией, обусловленной деятельностью СВБ и УОБ, предложено применить в составе ЭГК бактерицид «Азимут-14». Эффективность бактерицидного действия ЭГК на СВБ оценивалась экспериментально по методике оценки защитного действия реагентов, подавляющих микробиологическую коррозию (ВНИИСПТНефть, 1977). Для этого использовалась культура СВБ, выделенная из пластовой воды. Бактерицидное действие ЭГК на УОБ испытывалось на культуре вида *Pseudomonas Putida* 15 и *Pseudomonas Putida* 1301 (ВКМ 15 и ВКМ 1301) на дисках из фильтровальной бумаги.

Исследование коррозионного поведения металла эксплуатационных колонн применительно к скважинным условиям проводилось с помощью общепринятого электрохимического метода поляризации в специально разработанной трехэлектродной электрохимической ячейке, имитирующей узкий зазор с затрудненным доступом кислорода воздуха. С целью создания условий, близких к работе элементов конструкции скважины, в качестве исследуемого электрода использовали сталь группы прочности Д (ТУ14-3-1272-84). Для испытания эмульсионной герметизирующей композиции в условиях, приближенных к условиям работы крепи скважин, а также для

оценки возможности применения ЭГК для блокирования дефектов эксплуатационной колонны был разработан и изготовлен экспериментальный стенд, схема которого приведена на рис.1. Его основным элементом является фрагмент обсадной колонны диаметром 168,3 мм с трапецеидальной и треугольной резьбой, моделирующей затрубное пространство скважин.

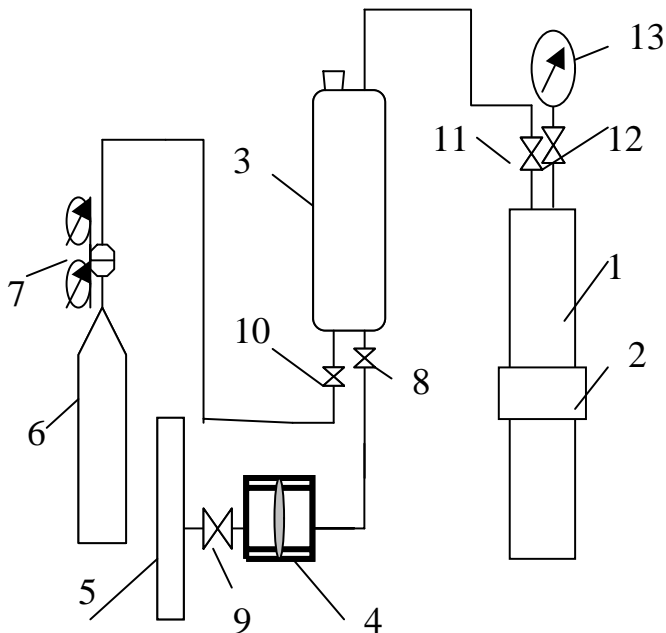


Рис.1.Схема экспериментального стенда:

- 1-фрагмент обсадной трубы; 2-муфта;
- 3-расходный бак с флюидом;
- 4-поршневой разделитель;
- 5-ручной пресс; 6-газовый баллон;
- 7-редуктор с образцовым манометром; 8,9, 10,11,12 – краны высокого давления;; 13- образцовый манометр

Установка позволяет:

1. Исследовать процессы блокирования герметизирующей жидкостью утечек по резьбовым соединениям в условиях, приближенных к реальным, в частности, определить расход флюидов через резьбовые соединения эксплуатационных колонн, а также контролировать падение давления.

2. Изучить сравнительную эффективность различных герметизирующих составов.

При проведении экспериментов обсадная колонна в каждом случае заполнялась газом, водой, а также разработанными герметизирующими композициями. Затем внутри колонны создавалось давление и по его падению во времени контролировалось наличие негерметичности.

В третьей главе приводится описание результатов лабораторных и стендовых исследований по разработке новых составов эмульсионных герметизирующих композиций (ЭГК).

Структура эмульсионной герметизирующей композиции была исследована электронно-микроскопическим методом и установлено, что глобулы дисперсной фазы (масла) в прямой эмульсии имеют размер в пределах 0,4-0,5 мкм и стабилизированы снаружи слоем глинистых частиц размером 0,03-0,07 мкм. Размеры этих глобул (0,43-0,57 мкм) сопоставимы с размерами раскрытости щелевых флюидопроводящих каналов резьбовых соединений ($3,88 \times 10^{-8}$ - $6,82 \times 10^{-8}$ м) и микротрещины в теле эксплуатационной колонны и способны их кольматировать.

В качестве критерия оценки агрегативной стабильности ЭГК приняты параметры седиментации частиц глины и скорость всплытия отдельных капелек дисперсной фазы, которые позволяют судить об устойчивости системы эмульсии типа м/в к коалесценции. Опыты показали, что за время нахождения уплотняющей композиции в покое в течение двух лет вертикальное расстояние, на которое всплыли капли дисперсной фазы (масло), составило 0,24мм. С повышением вязкости жидкости это расстояние уменьшается.

По результатам исследований установлено, что устойчивость ЭГК находится в прямой зависимости от соотношения компонентов и технологии приготовления. Высокая устойчивость была достигнута при соотношении ингредиентов, массовая доля которых составила, в %: отработанного компрессорного масла 25-35; сульфанола 0,5-1,5; реагента «Азимут –14» 0,05-0,15; спирта метилового 6-12; хлористого кальция 2-6; гидроксида натрия 1-3, бентонитовой глины 14-18; воды – остальное.

Для определения влияния концентрации исходных реагентов на исследуемые параметры (вязкость и динамическое напряжение сдвига) использовался метод рационального планирования эксперимента, который позволил получить математические выражения, связывающие переменные факторы с исследуемыми параметрами:

$$Y_i = a_0 + a_1X_1 + a_2X_2 + a_3X_3 + a_4X_4 + a_5X_5 + a_6X_6 + a_7X_7,$$

где Y_i - оценочные параметры, в качестве которых были пластическая вязкость и динамическое напряжение сдвига; $a_0, a_1, a_2 \dots a_7$ - коэффициенты

уравнения множественной линейной регрессии. В качестве входных (переменных) факторов были взяты (концентрация ингредиентов в %): X_1 – отработанного компрессорного масла 25-35; X_2 – сульфонола 0,5-1,5; X_3 – гидроксида натрия 1-3; X_4 – хлористого кальция 2-6; X_5 – спирта метилового 6-12; X_6 – бентонитовой глины 14-18 и X_7 – воды 51,45-24,35.

Степень влияния переменных факторов на величины оценочных параметров определялась по коэффициенту эластичности. При этом было установлено, что большее влияние на пластическую вязкость и динамическое напряжение сдвига оказывают концентрации отработанного компрессорного масла и бентонитовой глины.

На свойства эмульсионной герметизирующей композиции существенно влияет технология приготовления. В лабораторных условиях ее получали на пропеллерной мешалке путем механического диспергирования входящих в ее состав компонентов. При этом в стаканы заливали требуемый объем отработанного компрессорного масла и расчетное количество ПАВ (сульфонол), ингибитора коррозии и бактерицида «Азимут-14».

В втором стакане готовили дисперсионную среду, содержащую воду, метиловый спирт, хлористый кальций, гидроксид натрия и бентонитовую глину. Затем приготовленные смеси соединялись при непрерывном помешивании. Далее у полученных композиций определялись технологические свойства, которые приведены в табл. 1.

Необходимо отметить, что снижение концентрации (отработанного компрессорного масла, воды, бентонитовой глины) ниже значений, указанных в составе №1 (табл. 1), приводит к ухудшению реолого-технологических свойств. При повышении концентрации указанных реагентов выше значений, указанных в составе №3, эмульсионная герметизирующая композиция резко загущается и становится технологически непригодной

Таблица 1

Характеристика составов ЭГК и их свойства

Состав ЭГК, % масс.		Показатели							
		ρ , кг/м ³	η , мПа·с	CHC _{1/10} , Па	τ_{∞} , Па	T _{застыв} , °C	Термоста- бильность, °C	Скорость коррозии (сталь группы прочности Д) в среде ЭГК, мм/ год	pH
1	Отработанное компрессорное масло-25; сульфонол-0,5; «Азимут-14» – 0,05; спирт метил.-6; хлористый кальций-2; гидроксид натрия- 1;бентонитовая глина-14; техническая вода-51,45	1010	124	24/27	14,1	-47	110	0,0029	12
2	Отработанное компрессорное масло-30; сульфонол-1; «Азимут-14» – 0,1; спирт метил.-9; хлористый кальций-4; гидроксид натрия- 2;бентонитовая глина-16; техническая вода-37,9	1020	126	26/28	13,2	-49	120	0,0032	12
3	Отработанное компрессорное масло-35; сульфонол-1,5; «Азимут-14» –0,15; спирт метил.-12; хлористый кальций- 6; гидроксид натрия- 3;бентонитовая глина-18; техническая вода-24,35	1030	126	27/30	17,1	-49	120	0,0030	12

Результаты экспериментов по определению бактерицидного действия для подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) приведены в табл. 2.

Они проводились на промышленной воде, взятой в НГДУ «Октябрьскнефть» (Казахстан), содержащей в больших концентрациях клетки накопительной культуры СВБ. Эксперименты осуществляли по методике оценки защитного действия реагентов подавляющих микробиологическую коррозию.

Таблица 2

Исследования бактерицидных свойств ЭГК на степень подавления СВБ

Номер опыта	Испытуемые составы	Степень подавления СВБ, %, при концентрации NaOH, % масс.		
		0,066	0,13	0,2
1-3	Составы ЭГК, содержащие NaOH без «Азимут-14»	76	76	78
4-6	Составы ЭГК, содержащие «Азимут-14» без NaOH	Степень подавления СВБ, % при концентрации реагента «Азимут-14», % масс.		
		0,0033	0,0066	0,01
		86	88	88
7-9	Составы ЭГК, содержащие NaOH и «Азимут-14»	Степень подавления СВБ, % при концентрации NaOH и реагента «Азимут-14», % масс.		
		0,066 и 0,0033	0,13 и 0,0066	0,2 и 0,01
		100	100	100

Эксперименты по подавлению жизнедеятельности УОБ проводили с использованием музейных культур *Pseudomonas Putida* ВКМ 15 и *Pseudomonas Putida* ВКМ1301. Зона отсутствия роста микроорганизмов вокруг бумажного диска, пропитанного раствором ЭГК, более 30мм свидетельствует о высокой чувствительности микроорганизмов к ЭГК. Полученные результаты приведены в табл.3.

Таблица 3

Результаты исследования бактерицидного действия ЭГК на
Pseudomonas Putida15 и Ps.putida ВКМ 1301

Микроорганизм	Зона отсутствия роста (мм)								
	Состав ЭГК, содержащие NaOH % масс.			Составы ЭГК, содержащие «Азимут-14», % масс.			Составы ЭГК, содержащие NaOH и «Азимут-14», % масс.		
	1	2	3	0.05	0.1	0.15	1 и 0,05	2 и 0,1	3 и 0,15
ВКМ 15	19	20	20	24	24	26	30	30	30
ВКМ 1301	16	16	17	22	22	24	30	30	30

Из результатов, приведенных в табл. 2 и 3, следует, что наилучшее подавление СВБ и УОБ обеспечивали составы, содержащие и гидроксид натрия и Азимут–14. Эта закономерность справедлива как для СВБ, так и для УОБ. Максимальное подавление бактерий (до 100 %) было получено при концентрации в эмульсионной герметизирующей композиции 0,05– 0,15 % «Азимут–14» и 1 –3 % гидроксида натрия. Исследования по определению скорости коррозии металла в среде ЭГК, проведенные электрохимическим методом, показали, что для стали группы прочности Д скорость коррозии составляет 0,003 мм/год.

Результаты исследований по герметизации дефектов резьбовых соединений эксплуатационных колонн с использованием эмульсионной герметизирующей композиции, проведенных на ранее описанной экспериментальной установке, приведены на рис. 2.

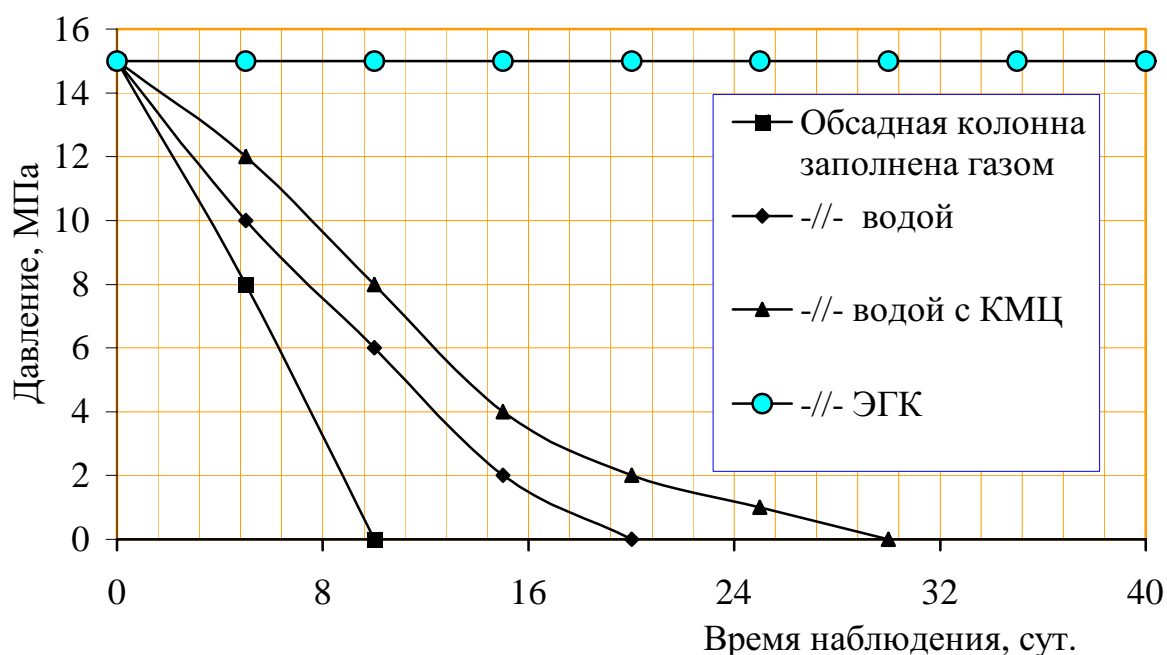


Рис.2. Кинетика изменения давления внутри обсадной колонны с негерметичным резьбовым соединением (резьба трапециидального профиля)

На основании этих результатов и результатов исследований физико–химических свойств ЭГК установлено, что лучшими характеристиками для изоляции нарушений герметичности эксплуатационных колонн и ликвидации межколонных давлений, а также ограничения процессов коррозии и развития СВБ, УОБ обладают составы № 1–3, приведенные в табл. 1. Разработанные композиции превосходят известные аналоги, используемые для ликвидации МКД в нефтегазовой промышленности.

В четвертой главе изложены результаты испытаний разработанной эмульсионной герметизирующей композиции при ликвидации МКД. Первый опыт ее применения был на скв.360 Канчуринского ПХГ. Геолого–техническая характеристика скважины: диаметр и глубина спуска направления (426мм/44,7 м), высота подъема цемента - (до устья); первой промежуточной колонны (324мм/373,8м), высота подъема цемента - до устья; второй промежуточной колонны (245мм/1490,5м), высота подъема цемента - 12,6 м от устья; эксплуатационной колонны (168мм / 1873,8 м), высота подъема цемента - 850м

от устья; открытый ствол диаметром 139,7 мм в интервале (1873,8 – 2210 м); диаметр и глубина спуска НКТ (89 мм / 1880 м).

Эксплуатационная колонна опрессована давлением 20 МПа. Заполнение межколонного пространства (245/168) следующее: 9-820 м – буровым раствором, 820-1217м – неравномерное заполнение цементным раствором, 1217-1467м – цементный раствор с присутствием бурового раствора, 1467-1492м – полное заполнение цементным раствором, 1492-1500м – неполное заполнение каверн цементным раствором, 1500-1848м – полное заполнение цементным раствором. По данным АКЦ отмечалось в основном отсутствие контакта цементного камня с эксплуатационной колонной и наблюдалось поступление газа в межколонное пространство. Кривая восстановления давления (КВД) наблюдалась в течение 17 суток. За это время МКД возросло до 12,5 МПа. По характеру кривой КВД можно предположить нарушение сплошности цементного камня, по которому газ движется из пласта (по данным ГИС интервал 1508-1512м). Цементный стакан имеет разноразмерные трещины и каналы. При стравливании давления из межколонного пространства наблюдался вынос бурового раствора. Согласно протоколу геолого-технического совещания ОАО Газпром от 25.09. 2001г. в скв.№360 качество цемента и его сцепления за эксплуатационной колонной признано неудовлетворительным. В соответствии с заключением Башкирского управления госгортехнадзора РФ от 21. 09. 2001г. предусмотрена ликвидация межколонного давления путем заполнения межколонного пространства (245-168мм) эмульсионной герметизирующей композицией.

Работы по ликвидации межколонного давления проводись в следующей последовательности. После приготовления ЭГК осуществляли стравливание межколонного давления в скважине до нуля. Затем в кольцевой зазор между промежуточной и эксплуатационной колонной с устья скважины в гравитационном режиме закачали 6,6 м³ композиции ЭГК до полного заполнения негерметичного межколонного пространства. По окончании этой операции кран на межколонном пространстве был закрыт, и с помощью

манометра осуществляли наблюдение межколонного давления. Проведенные наблюдения показали, что каналы негерметичности в цементном камне и резьбовых соединений эксплуатационной колонны были тампонированы эмульсионной герметизирующей композицией, так как давление в межколонном пространстве снизилось с 12,5 МПа до нуля и по настоящее время не повышалось.

Испытания эмульсионной герметизирующей композиции при ликвидации МКД также проводились на нефтяном месторождении Жанажол в Казахстане.

При этом, поскольку не были известны причины возникновения МКД, предварительно по данному месторождению был произведен сбор и обработка промысловых данных с целью диагностики источника МКД.

Особенностью месторождения являются высокий газовый фактор нефти и содержание H_2S от 5 –10 %. Для выявления степени влияния геологических, технико-технологических, физико-химических и механических факторов на возникновение МКД были применены процедуры статистического анализа с использованием пакета прикладной программы STATGRAPHICS. Первичный анализ был проведен по массиву, включающему все скважины эксплуатационного фонда с величиной МКД более 2 МПа. При обработке массива данных применена процедура корреляционного анализа, позволяющая с помощью выборки делать выводы о степени статистической связи между факторами. Для повышения информативности совместно со специалистами НГДУ «Октябрьскнефть» проведена работа по определению состава межколонного флюида, определению объема излившегося из межколонного пространства флюида и замеру темпа восстановления МКД.

В скважинах, где МКД были связаны с негерметичностью устьевого оборудования, в качестве ремонтной технологии была предложена закачка состава ЭГК в пакер колонной головки (КГ). Мы считаем, что каналы в КГ имеют размеры и характеристики, которые могли быть изолированы ЭГК. Результаты этих работ приведены в табл. 4.

Результаты промысловых испытаний ЭГК на месторождении Жанажол

№ скважины	Начальное межколонное давление, МПа	Объем закачанной ЭГК, л	Межколонное давление после закачки ЭГК, МПа
2543	8,5	0,6	0
2565	6,2	0,5	0
655	7,6	0,72	0
367	4,8	0,63	0

Полученные результаты свидетельствуют, о том, что составы эмульсионной герметизирующей композиции могут использоваться для ликвидации межколонного давления путем заполнения надпакерного (межтрубного), незацементированного межколонного пространства скважины и надпакерного колонной головки.

Основные выводы и рекомендации

1. Обоснованы требования к эмульсионным герметизирующим композициям и их компонентам, позволяющие эффективно кольматировать флюидопроводящие каналы в резьбовых соединениях эксплуатационных колонн и устьевом оборудовании.

2. Разработана новая эмульсионная герметизирующая композиция, состоящая из отработанного компрессорного масла, сульфонола, реагента «Азимут-14», метилового спирта, хлористого кальция, гидроксида натрия, бентонитовой глины и технической воды, с высокой агрегативной стабильностью, оптимальными технологическими свойствами, позволяющая ликвидировать межколонные давления при капитальном ремонте скважин, подавлять рост СВБ и УОБ, снижать скорость коррозии металла.

3. На лабораторном стенде, моделирующем условия эксплуатации обсадной колонны в скважине, экспериментально установлена способность

эмульсионной герметизирующей композиции кольматировать каналы в резьбовых соединениях различного профиля.

4. Разработан вариант методики диагностирования межколонных давлений для месторождения Жанажол, позволяющей определить источники их проявления и обосновать технологию ликвидации МКД.

5. Разработанные составы ЭГК прошли успешные испытания на 1 скважине Канчуринского ПХГ и на пяти скважинах нефтяного месторождения Жанажол. По всем выполненным работам получены положительные результаты.

Материалы диссертации опубликованы в следующих печатных работах:

1. Аль-Самави А.С., Аль-Сурури Я.М. Причины возникновения МКД в скважинах ПХГ// Проблемы нефти и газа»: Тез. докл. III конгресса нефтегазопромышленников России, Уфа, 2001.-С.75-76.

2.Агзамов Ф.А, Латыпов А.Г., Аль- Самави А.С., и др. Надпакерная жидкость для ликвидации межколонных давлений в скважинах подземных хранилищ газа. // Изв. вузов. Нефть и газ, 2001.-№6.-С. 18-22.

3. Агзамов Ф.А. Аль-Самави А.С, Саид И.А., и др. Надпакерная уплотняющая жидкость для восстановления герметичности крепи скважины подземных хранилищ газа// Проблемы геологии и освоения недр: Материалы VI Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.А. Усова - Томск, 2002.-С356-357.

4.Агзамов Ф. А. Саид И. А., Комлева С. Ф., Аль-Самави А. С. Гелеобразующие составы для восстановления герметичности заколонного пространства// Проблемы геологии и освоения недр: Материалы VI Международного симпозиума студентов, аспирантов и молодых ученых им. акад. М.А. Усова - Томск, 2002.-С364-365.

5. Агзамов Ф.А. Аль-Самави А.С, Саид И.А. и др. Уплотняющая жидкость для ремонта скважин подземных хранилищ газа (ПХГ)// Интервал.-2002.-4(39).-С.16-18.

6. Агзамов Ф.А.. Саид И.А., Аль-Самави А.С. и др. Состав для

восстановления герметичности заколонного пространства скважин //Интервал.-2002.-4(39).-С.6-8

7. Агзамов Ф.А., Саид И.А., Таханов Б., Аль-Самави А.С. Требования к гелеобразующим составам для капитального ремонта скважин// Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе: Тез. докл. науч.-техн. конф. – Тюмень: Вектор Бук, 2001. – С.28-29.

8. Асадуллин М.З., Сахипов Ф.А., Нурлыгаянов Ф.Т., Баранов А.А., Латыпов А.Г., Аль-Самави А.С. Физико-химические методы интенсификации работы подземных хранилищ газа, созданных в рифогенных комплексах юга Республики Башкортостан // Проблемы нефти и газа. Тез. докл. III Конгресса Нефтегазопромышленников России. – Уфа: Реактив, 2001. – С.169-170.

9. Агзамов Ф. А., Саид И. А., Аль-Самави А. С. Экспериментальная оценка изолирующей способности гелеобразующих композиций //Минерально-сырьевая база Республики Башкортостан: Реальность и перспективы: Материалы науч.-практич. конф.- Уфа,2002.- С.28-30.

10.Пат. 2208132 Россия 7E21B33/138 Нейтральная уплотняющая жидкость для скважин/ М.З. Асадуллин, Ф.А. Сахипов, А.А. Баранов, Ф.А. Агзамов, А.Г. Латыпов, А.С. Аль-Самави, А.С. Ибрагим, М.А. Яхья; - № 2002113940/03; Заявлено 28.05.2002.; опубл. 10.07.2003 бюл. № 19.

11.Пат. 2211914 Россия 7E21B33/138 Гелеобразующий состав/ Ф.А. Агзамов, Х.И. Акчурин, Н.Х. Каримов, И.А. Саид, А.С. Аль-Самави, Н.С. Сабдыков, О.Б. Сукманский, Г.С. Дубинский; - № 2002105563/03; Заявлено. 01.03.2002; опубл. 10.09.2003 Бюл. №25.