

На правах рукописи

**ШАМСУТДИНОВ РАДИК ДИАСОВИЧ**

**ПРИМЕНЕНИЕ ВОЛОКНИСТЫХ НАПОЛНИТЕЛЕЙ  
В ИНВЕРТНО-ЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРАХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ  
КАЧЕСТВА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН**

Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин

**АВТОРЕФЕРАТ**

**диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук**

**Уфа 2002**

Работа выполнена в научно-производственном предприятии «Азимут»  
и Уфимском государственном нефтяном техническом университете

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
Ф.А. Агзамов

Научный консультант: кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник  
А.Г. Нигматуллина

Официальные оппоненты: доктор технических наук,  
старший научный сотрудник  
Н.И. Крысин  
  
кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник  
В.Р. Рахматуллин

Ведущее предприятие: ООО «ВОЛГОУРАЛНИПИГАЗ».

Защита состоится « 15 » марта 2002 года в 14-00 часов на заседании дис-  
сертационного совета Д 212.289.04 в Уфимском государственном нефтяном  
техническом университете по адресу: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2002 г.

Ученый секретарь диссертационного совета,  
доктор технических наук

Ю.Г. Матвеев

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Поддержание высоких уровней добычи нефти и газа в значительной степени определяется фильтрационной характеристикой призабойной зоны пласта (ПЗП). Опыт разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений свидетельствует о том, что в процессах первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, глушения и ремонтных работ в скважинах, а также при их эксплуатации коллекторские свойства постепенно ухудшаются. Чаще всего это является следствием отрицательного воздействия технологических жидкостей на водной основе, применение которых ведет к большому объему работ по очистке ПЗП.

Альтернативными системами в этом плане являются составы на углеводородной основе, в частности, инвертно–эмульсионные системы, находящие все более широкое применение благодаря способности к сохранению, восстановлению естественных коллекторских свойств пласта, инертности к проходимым породам, доступности составляющих компонентов.

Использование обратных эмульсий в отечественной практике вскрытия продуктивных пластов и глушения скважин позволило в полной мере оценить негативное влияние технологических жидкостей на водной основе на коллекторские свойства ПЗП. Разработка специальных составов обратных эмульсий способствовала появлению новых технологических процессов в нефтедобыче, а также повышению успешности и эффективности традиционных. В то же время применение инвертных эмульсий может быть более эффективным.

При этом в качестве дисперсной фазы таких эмульсий можно использовать не только воду, но и растворы кислот, полимеров, цемента, а в качестве внешней среды – нефть и нефтепродукты, а также их смеси между собой. Это позволяет получить составы обратных эмульсий с различными функциями по отношению к коллектору и большие эффекты от их применения.

**Цель работы.** Повышение качества и сокращение времени капитального ремонта скважин на месторождениях с аномально низким пластовым давлением (АНПД) путем разработки новых составов инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР).

**Основные задачи работы:**

- анализ и обоснование требований к инвертно-эмульсионным растворам и их компонентам;
- научное обоснование принципов подбора компонентов;
- разработка состава и технологии приготовления ИЭР;
- обоснование и разработка технологии применения новых гидрофобизаторов и эмульгатора;
- разработка нормативной документации и внедрение разработок.

**Научная новизна.**

1. Экспериментально установлена дифильность волокон хризотил-асбеста, обусловленная разрывом связей внешнего бруситового и внутреннего кремнийкислородного слоев и возникновением поверхностного заряда.

2. Выявлена возможность увеличения гидрофобности хризотил-асбеста путем обработки его неионогенными ПАВ.

3. Предложено объяснение механизма взаимодействия реагента гидрофобизатора полисилоксана с высокодисперсной твердой фазой в составе инвертно-эмульсионных растворов.

4. Установлено влияние последовательности ввода компонентов ИЭР на физико-механические свойства полученного раствора.

**Основные защищаемые положения:**

- результаты физико-химических исследований взаимодействия реагента гидрофобизатора полисилоксана с высокодисперсной твердой фазой инвертно-эмульсионных растворов;

- результаты экспериментальных исследований новых рецептур и технологии приготовления инвертно-эмульсионных растворов;
- теоретическое и экспериментальное обоснование целесообразности применения асбеста в составе инвертно-эмульсионных растворов;
- экспериментальное обоснование целесообразности применения имидазолина как ПАВ-эмульгатора в составе инвертно-эмульсионных растворов.

### **Практическая ценность.**

На базе проведенных теоретических и экспериментальных исследований разработаны составы и технология приготовления инвертно-эмульсионных растворов для капитального ремонта скважин.

Обосновано применение нового гидрофобизатора мелкодисперсной фазы ПГКО-1001 (ТУ-6-00-05763441-64-92).

Экспериментально обосновано применение имидазолина (ТУ 2415-187-00203312-98) в качестве эмульгатора водной фазы.

Теоретически и экспериментально обоснована целесообразность применения асбеста в качестве мелкодисперсного наполнителя ИЭР.

Разработаны руководящие документы на приготовление и применение ИЭР и блокирующей жидкости на основе ИЭР, утвержденные ДООО «Бургаз» РАО «Газпром». Разработанные составы прошли положительные промышленные испытания на месторождениях филиала «Тюменбурггаз» ДООО «Бургаз» и рекомендуются для применения на Ямбургском и аналогичных ГКМ.

### **Апробация работы.**

Материалы диссертационной работы докладывались на:

- научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (1999, 2000, 2001 гг.);
- Втором Международном симпозиуме «Наука и технология углеводородных дисперсных систем» (Уфа, 2000);

- научно-технической конференции «Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты.» (Октябрьский, 2000);

- Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы совершенствования технологии строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса» (Тюмень, 2000).

### **Публикации.**

По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы из 154 наименований, 6 приложений.

Общий объем работы - 159 страниц машинописного текста, включая 33 рисунка и 35 таблиц.

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**В первой главе** приводится анализ геолого-технических условий Уренгойского (УГКМ) и Ямбургского газоконденсатных месторождений (ЯГКМ), обзор исследований в области создания инвертных эмульсий, сформулированы основные требования к жидкостям для капитального ремонта скважин, поставлены цель работы и задачи исследований.

УГКМ и ЯГКМ обеспечивают основной объем добычи газа, имеют большой фонд скважин, требующих капитального ремонта. Однако проведение этой операции имеет большие проблемы, связанные с геолого-техническими условиями. Основным эксплуатационным объектом является сеноманская залежь, представленная трещиноватым коллектором, хорошо дренированная и имеющая низкое пластовое давление.

До 1988 г. вскрытие, глушение и консервация скважин на Уренгойском и Ямбургском ГКМ проводились с помощью глинистого раствора и водного раствора хлористого кальция. При этом дебиты скважин снижались в процессе капитального ремонта на 60 – 63%, а для сеноманских газовых скважин - в среднем на 20%. Применение инвертно-мицеллярных растворов привело к снижению сроков освоения скважин, однако с дальнейшим уменьшением пластовых давлений время освоения составило 40 – 50 сут. На тех скважинах, где применялась жидкость глушения на водной основе, срок освоения составил 120 – 130 сут. Применение жидкостей глушения на углеводородной основе снизило сроки освоения скважин до 12-14 сут. В то же время эти жидкости обладают рядом недостатков, в частности, не термоустойчивы, нестабильны, загрязняются солями пластовых вод, абразивны, сложны по технологии приготовления в промышленных условиях, относительно дорогие и т.д.

Как свидетельствует отечественный и зарубежный опыт, в процессах глушения скважин наиболее эффективными и технологичными являются обратные эмульсии.

Свойства любых эмульсий зависят от размеров частиц дисперсной фазы. При длительном перемешивании насосами имеет место образование устойчивых высоковязких обратных эмульсий, извлечение которых из призабойной зоны скважины при освоении проходит с большим трудом и не полностью. В условиях низкопроницаемых коллекторов этот фактор может существенно повлиять на состояние призабойной зоны и показатели работы скважин.

Применение наполнителей позволяет стабилизировать инвертную эмульсию, однако при использовании мелкоразмерных добавок возможно глубокое проникновение частиц в поры пласта, приводящее к дополнительным кислотным обработкам при вызове притока.

По нашему мнению, избежать этого можно использованием наполнителей, которые имеют волокнистую структуру.

Обобщая предыдущие исследования и производственный опыт, можно сформулировать требования к технологическим жидкостям для ремонта скважин. Основными из них являются:

1. Сохранение свойств продуктивного коллектора.
2. Обеспечение минимального противодавления на пласт.
3. Низкая фильтрация.
4. Длительная стабильность свойств.
5. Термостойкость до 90°С.
6. Технологичность приготовления.
7. Нейтральность к пластовым водам.
8. Низкая коррозионная активность.
9. Негорючесть.
10. Взрывобезопасность.
11. Низкая токсичность.

Крупным планом можно выделить следующие основные роли, которые должны играть твердые частицы в ИЭР:

- 1) обеспечивать стабилизационную защиту эмульсии наряду с высокомолекулярными ПАВ органической природы;
- 2) обеспечивать необходимые структурно-механические и вязкостные свойства системы;
- 3) обладать способностью кольматировать поровые коллектора для их эффективной защиты от проникновения фильтрата или самой ИЭР;
- 4) обладать способностью декольматироваться при вызове притока из продуктивного пласта после окончания ремонтных работ.

**Во второй главе** дается обоснование и выбор методики экспериментального исследования составов инвертно-эмульсионных растворов.

Методика экспериментальных исследований ИЭР включает в себя как стандартные методы исследований буровых растворов на водной основе, так и ряд дополнительных, которые характеризуют агрегативную стабильность сис-



темы, физико-химические свойства дисперсионной среды и дисперсной фазы и некоторые другие.

Одним из наиболее важных параметров ИЭР является *электростабильность*  $U$ , (В), косвенно характеризующая агрегативную стабильность эмульсий к коалесценции глобул дисперсной фазы и коррелирующей с их размером и прочностью межфазных адсорбционных слоев ПАВ. Метод основан на измерении напряжения, соответствующего моменту разрушения эмульсии, заключенной между электродами измерительной ячейки, погруженной в эмульсию.

Электростабильность также использовалась в процессе приготовления обратных эмульсий как экспресс-метод для определения их «готовности» и агрегативной стабильности, а также для оценки разрушительного влияния на эмульсию дополнительных химических и физических факторов.

Для определения поверхностного натяжения на границе углеводородная жидкость – водная фаза использован сталагмометрический метод.

При выборе мелкодисперсных наполнителей необходимо было определять их свойства при воздействии ПАВ и гидрофобизаторов. Эта оценка производилась по набуханию компонентов на усовершенствованном приборе Жига-ча-Ярова.

Для оценки эффективности кольматации и восстановления проницаемости кернов использовалась установка УИПК. Исследования проводились как на естественных кернах Уренгойского и Ямбургского ГКМ, так и на искусственных образцах.

**В третьей главе** отражены аспекты разработки рабочей гипотезы, обоснование и выбор компонентов ИЭР, экспериментальные исследования опытных рецептур.

В обобщенном виде можно указать два основных фактора, определяющих устойчивость инвертных эмульсий.

Первый из них по Б.В.Дерягину – это наличие на поверхности глобул двойного электрического слоя, обуславливающего существование энергетиче-

ского барьера, препятствующего сближению одноименно заряженных частиц и их смешению на расстоянии, где действуют интенсивные молекулярные (ван-дер-ваальсовы) силы притяжения.

Второй фактор, согласно теории П.А.Ребиндера, – образование структурно-механического барьера. Он основывается на механической связи дисперсной фазы с дисперсионной средой с возникновением в связующем слое структурно-механических свойств, отличных от свойств каждой из фаз.

При определении требований к компонентам ИЭР дополнительно к теории устойчивости эмульсии нами учитывались также основные требования к ИЭР для капитального ремонта скважин, приведенные в главе 1.

При выборе дисперсионной среды было принято во внимание максимальное сродство углеводородной фазы ИЭР с флюидами продуктивного пласта, необходимое для максимального сохранения коллекторских свойств. Для газоконденсатных скважин наиболее подходящей средой является газовый конденсат.

Выбор ПАВ основывался на способности снижения поверхностного натяжения на границе углеводородная жидкость – водная фаза.

Исходя из требований к поверхностно-активным веществам (ПАВ-эмульгаторам) были рассмотрены как традиционные реагенты – эмультал, СМАД, так и новые - вещества имидазолинового ряда. Новые имидазолины синтезированы в ГНПП «Азимут» и их промышленный выпуск освоен на ЗАО «Каустик», г.Стерлитамак.

Проведенные исследования показали, что наилучшей способностью снижения межфазного натяжения обладает имидазолин, в состав которого входит таловое дистиллированное масло легкое и полиэтиленполиамин (ПЭПА).

В инвертных растворах, кроме ПАВ-эмульгатора, должен присутствовать ПАВ-стабилизатор. Как правило, это дифильное вещество с длинным углеводородным радикалом, позволяющим создавать структурно-механический барьер на поверхности глобул, противодействующий их слиянию. Обычно влияние его на величину межфазного натяжения небольшое.

По результатам экспериментальных исследований нами в качестве ПАВ-стабилизатора было предложено использовать СМАД.

Для успешного выполнения своих функций ИЭР, кроме поверхностно активных веществ органической природы, должен содержать еще мелкодисперсные активные твердые наполнители.

Свойства любых эмульсий зависят от размеров частиц мелкодисперсного наполнителя. При этом размер частиц должен быть малым по сравнению с размером глобул дисперсной фазы и, подобно органическим ПАВ, твердые наполнители должны иметь дифильную (мозаичную по П.А. Ребиндеру) поверхность, обусловленную молекулярной неоднородностью их структуры. Для придания ИЭР необходимых структурно-механических и вязкостных свойств необходимо равномерное объемное распределение наполнителей внутри дисперсионной среды. Такое распределение можно обеспечить, по-видимому, если поверхность твердого наполнителя имеет максимальное сродство к углеводородной фазе, т.е. гидрофобизирована.

Как было отмечено ранее, жидкости для капитального ремонта скважин должны обладать низкой фильтрацией и обеспечивать временную изоляцию продуктивного пласта с тем, чтобы иметь минимальное, а еще лучше - нулевое проникновение в поры пласта. С этой точки зрения твердые наполнители должны играть роль анизометричных кольматантов с широким фракционным составом для создания и «сводообразующих», и мелких частиц защитного слоя в призабойной зоне продуктивного пласта.

Для выбора кольматантов – наполнителей был проведен анализ известных компонентов инвертно-эмульсионных композиций, таких как мел, глина, оксид кальция, МАС-200 и др. По результатам анализа нами в качестве базового мелкодисперсного наполнителя для ИЭР выбран хризотил-асбест, который состоит из кристаллических агрегатов нитевидной формы, способных расщепляться на очень тонкие волокна, вплоть до молекулярных размеров в сечении.

Теоретический состав хризотил-асбеста выражается формулой  $H_4Mg_3Si_2O_9[3MgO \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O; Mg_3Si_2O_5(OH)_4]$  при содержании оксидов: MgO

– 43,46 %;  $\text{SiO}_2$  – 43,5%;  $\text{H}_2\text{O}$  – 13,04%. Для асбестов характерны изоморфные замещения, поэтому фактический состав хризотил-асбеста отличается от теоретического содержанием железа, замещающего  $\text{Mg}^{2+}$ , и алюминия, замещающего  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{Si}^{4+}$ .

Монокристалл хризотил-асбеста представляет собой трубку (фибриллу), стенка которой состоит из чередующихся слоев тетраэдров  $\text{SiO}_4$  и бруситовых слоев  $\text{Mg}(\text{OH})_2$ . В результате несовпадения периодов этих слоев происходит изгиб двойного слоя. При соприкосновении с дистиллированной водой или раствором нейтрального по отношению к асбесту электролита происходит диссоциация ионов  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{OH}^-$  с поверхностью волокон. Преимущественная диссоциация ионов  $\text{OH}^-$  приводит к возникновению положительного заряда на поверхности волокон асбеста, обусловленного избытком ионов  $\text{Mg}^{2+}$ .

Однако при принудительном механическом разрушении волокон асбеста (при диспергации) возможно нарушение внешнего бруситового слоя с обнажением внутреннего кремнекислородного. Этот силикатный слой при взаимодействии с растворами диссоциирует с отщеплением ионов  $\text{H}^+$ , а потенциалопределяющими ионами становятся анионы  $\text{SiO}_3^{-2}$ , остающиеся на поверхности. В этом случае на поверхности асбеста возникают и отрицательно заряженные «активные» центры.

Таким образом, создаются благоприятные предпосылки для осуществления модификации поверхности асбеста путем адсорбции различных поверхностно-активных веществ на «активных» центрах, так как адсорбция будет идти не только за счет слабых ван-дер-ваальсовых (межмолекулярных) сил, но и за счеткратно превосходящих их сил электростатического взаимодействия.

Адсорбция ПАВ на волокнах хризотил-асбеста может изменить межфазное поверхностное натяжение и связанную с ним гидрофильность поверхности волокон, а следовательно, и их смачиваемость. В частности, электрокинетический потенциал асбестов Баженовского месторождения является положительным по отношению к дистиллированной воде. Асбесты Джетыгаринского месторождения имеют отрицательный электрокинетический потенциал в дистил-

лированной воде. Уменьшение электрокинетического потенциала под влиянием ПАВ указывает на уменьшение смачиваемости асбеста. Эти же факторы оказывают влияние на структуру и свойства асбестовых суспензий.

Адсорбционные и структурообразующие свойства асбеста усиливаются склонностью к набуханию и распушке частиц с широким фракционным составом и большой удельной поверхностью.

Например, при распушке асбеста могут образоваться частицы широкого фракционного состава: от 1,5 – 2 до 100 мкм. Их размеры сопоставимы с размерами пор основных продуктивных пластов, и мы полагаем, что асбест должен являться оптимальным материалом для обратимой временной кольматации коллекторских пород во время бурения или ремонта скважин. Непроникающий вглубь пласта и непроницаемый для фильтрата экран из асбестовых волокон должен легко удаляться при освоении. В случае глубокого проникновения частиц асбеста в поровые каналы их можно извлечь после кислотной обработки, поскольку хризотил-асбест весьма чувствителен к кислотам, в частности, к соляной.

Воздействие кислот на хризотил-асбест приводит к высвобождению ионов магния и образованию кремний содержащего осадка. Хризотилевые волокна почти полностью разрушаются в течение 1 часа в 1- нормальной соляной кислоты при 25 °С. Именно такие температуры держатся в большинстве продуктивных пластов ЯГКМ и УГКМ.

Для проверки дифильности поверхности асбеста были поставлены специальные эксперименты по изучению скорости смачивания его дизельным топливом и водой, которая определялась по скорости капиллярной пропитки испытуемых материалов. Эксперименты показали, что асбест хорошо смачивается обеими жидкостями, однако водой быстрее.

Аналогичный результат получен при изучении седиментации распушенного асбеста в дизельном топливе и воде.

При механическом диспергировании асбест одинаково хорошо распушивается в той и другой жидкости. Однако седиментация наблюдается только в

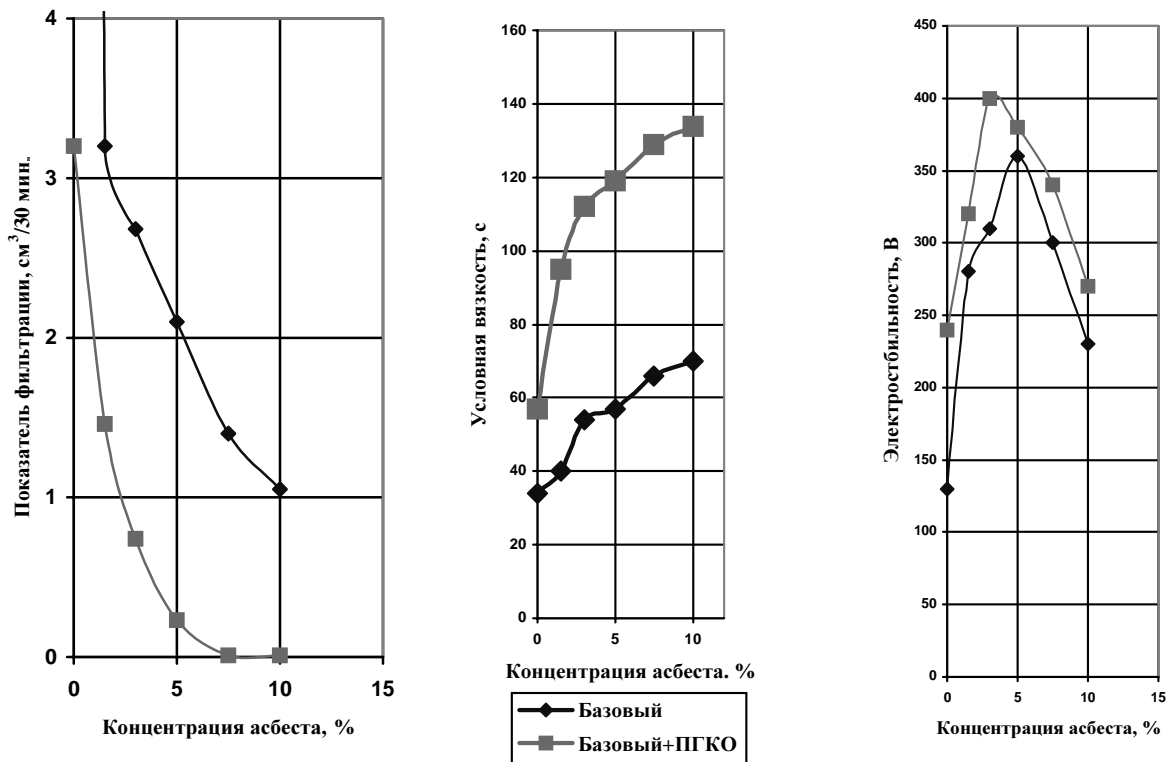
ДТ, а в воде даже через несколько суток асбест остается в объемно-распушенном состоянии.

При проведении опытов по набуханию асбеста было установлено, что набухание усиливается по мере возрастания полярности среды в ряду керосин – дизтопливо – вода.

Проведенные эксперименты подтвердили дифильность поверхности асбеста с преобладанием гидрофильных свойств.

Однако для лучшей стабилизации ИЭР мелкодисперсная твердая фаза должна обладать большой гидрофобностью. Эта задача была решена подбором кремнийорганического гидрофобизатора полисилоксанового ряда, выпускаемого под торговой маркой ПГКО-1001.

Влияние асбеста и ПГКО 1001 на свойства ИЭР приведено на рисунке.



БАЗОВЫЙ: дизтопливо / Водн р-р NaCl + Асбест + СМАД

Влияние асбеста на свойства ИЭР

Из графиков видно, что добавка гидрофобизатора ПГКО-1001 положительно влияет на основные свойства ИЭР.

Для разработки оптимальных составов ИЭР из подобранных компонентов применялись методы планирования эксперимента. Для обработки результатов использовался программный пакет Statistica 5.1.

В результате проведенных экспериментов получены несколько новых рецептов ИЭР, одновременно уточнялась технология приготовления ИЭР.

Нами доказано, что наилучший результат по стабильности раствора и его структурным свойствам получается, если предварительно гидрофобизированный асбест вводить в раствор частями: первую половину ввести в углеводородную среду перед смешиванием фаз, а вторую – после приготовления ИЭР. Для предварительной гидрофобизации нами предлагается использовать такие эффективные новые гидрофобизаторы, как полиметилсилоксан ПГКО-1001 (ТУ-6-00-05763441-64-92) и имидазолин (ТУ 2415-187-00203312-98).

При таком способе ввода асбест, находящийся в углеводородной фазе, наряду с другим поверхностно-активным веществом (СМАД) сразу же попадает на межфазную поверхность, создавая своего рода смешанную защитную оболочку глобул воды. При этом также обеспечивается эффективное использование другого ПАВ - СМАД. В противном случае при наличии слишком большого количества асбеста, старающегося занять посадочные места на свежесформированной межфазной поверхности, СМАД может быть вытолкнут в углеводородную фазу.

Вторая половина асбеста добавляется, когда межфазная поверхность уже сформирована, поверхностные силы скомпенсированы «осевшими» СМАД и гидрофобизированным асбестом. Поэтому вновь добавленные частицы асбеста распределяются в объеме углеводородной фазы, образуя структурный каркас ИЭР.

Таким образом, нами обоснован и предложен новый способ обработки асбеста в инвертно-эмульсионных растворах, позволяющий выполнять в составе инвертно-эмульсионного раствора две важные функции:

1) обволакивание глобул воды в углеводородной среде и повышение стабильности эмульсии;

2) обеспечение объемной структуры в углеводородной среде, улучшающей вязкостные, структурно-механические и коагулирующие свойства.

Некоторые из полученных рецептур приведены в табл. 1.

До выхода на промысловые испытания инвертно-эмульсионные растворы были изучены на установке УИПК на предмет моделирования процессов глушения и освоения на естественных и искусственных образцах кернов. Было проведено моделирование глушения и освоения на кернах Суторминского месторождения (табл.1).

Воздействие инвертно-эмульсионных растворов изучалось также на образцах естественных кернов Ямбургского газоконденсатного месторождения. В качестве мелкодисперсного твердого наполнителя использовались мел и асбест. Полученные результаты приведены в табл. 1 и 2. На кернах, где использовалась эмульсия с асбестом (табл.2), получено повышение проницаемости по сравнению с исходной.

Кроме этого, проведены эксперименты с использованием искусственных кернов с широким диапазоном проницаемости. При этом применялся ИЭР с содержанием асбеста 1,5 % в жидкостях глушения, и до 10 % - в блокирующих составах.

Анализ полученных данных показал, что

1. Исследуемые системы обладают высокими коагулирующими свойствами. При репрессии на пласт с давлением 8 МПа ни в одном из экспериментов не получено эмульсионной системы на выходе из кернодержателя.
2. При депрессии 5 МПа процесс удаления внедрившейся эмульсионной системы из порового пространства и установление фильтрации начинаются практически мгновенно.
3. Наибольшей степенью восстановления проницаемости обладают образцы, в которых использовался ИЭР содержащий наполнитель с большей длиной волокон, в частности, асбест марки А-6К-30.



**ВЛИЯНИЕ ИЭР НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ  
(СУТОРМИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ)**

Номер образца	Состав ИЭР	$K_{пр, абс.}$ мД	$K_{ж0}$ , мД	$K_{ж1}$ , мД	$K_{восст}$ , %
2011-3	Дизтопливо/ водный раствор NaCl - 40/60% ПГКО-1001 – 1% СМАД – 3% Асбест А-7-370 – 1,5 %	216	177	102,3	57,8
2011-6	Дизтопливо/ водный раствор NaCl - 40/60% ПГКО-1001 – 1% СМАД – 3% Асбест А-6К-30 – 1,5 %	278	89	84,4	94,8
2011-7	Дизтопливо/ водный раствор NaCl - 40/60% ПГКО-1001 – 1% СМАД – 3% Асбест А-7-450 – 1,5 %	298	148	108,8	73,5
2011-9	Дизтопливо/ водный раствор NaCl - 40/60% ПГКО-1001 – 1% СМАД – 3% Мел – 1,5 %	194	80,3	57,1	71,1

Мы полагаем, что имеется принципиальное отличие в механизмах кольматации пор эмульсионными системами, содержащими мел и асбест. Во всех кернах, где использовался с ИЭР с мелом, на торцевой поверхности образцов обнаружено образование меловой корки, толщина и прочность которой зависят от проницаемости кернов. На образцах с высокой проницаемостью корка более толстая и прочная.

На кернах, где применялся ИЭР с асбестом, образование корки не наблюдалось. На высоко- и среднепроницаемых кернах отмечено присутствие кашицеобразной эмульсии.

Таблица 2

ВЛИЯНИЕ ИЭР НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ КОЛЛЕКТОРОВ  
(ЯМБУРГСКОЕ ГКМ)

	Номер образца	Наполнитель	Пористость, %	Абс. проницаемость, мД	Проницаемость по керосину, мД	Проницаемость по керосину после декольматации, мД	$K_{\text{восс1}}$ , %	Проницаемость по керосину после декольматации через 14 суток, мД	$K_{\text{восс2}}$ , %
1	777-10	Асбест	22,7	2486	400,68	350,07	87,37	425,78	1,06
2	708-3	Асбест	17	61,95	45,77	32	69,91	49,66	1,08
3	2011-22	Асбест	17,8	11,7	15,34	11,18	72,88	16,28	1,06
4	777-11	Мел	22,8	2149	346,37	149,15	43,06	245,92	0,71
5	708-1	Мел	19,5	102	29,03	14,04	48,36	17,71	0,61
6	2011-36	Мел	17,5	13	4,98	1,46	29,29	4,18	0,84

На кернях ЯГКМ после обработки ИЭР с асбестом и повторной фильтрации керосина отмечено увеличение проницаемостей выше первоначальной ( $K_{ж2}/K_{ж0}$  от 1,05 до 1,08). Разрушение кернового материала и вынос песка при этом не наблюдались.

Нами предлагается следующая трактовка механизма взаимодействия ИЭР с керновым материалом.

Во-первых, данное явление, очевидно, можно объяснить растворением и отмывом порового вещества дисперсной фазой ИЭР, содержащей поверхностно-активные вещества. Поровое вещество – это асфальтосмолопарафинистые отложения (АСПО) и частички глинистого бурового раствора с остаточной водой, оставшиеся в породе при первичном вскрытии пласта.

Для удаления АСПО они должны набухнуть, затем раствориться и перейти в подвижное состояние. Все это возможно за счет воздействия поверхностно-активных веществ, содержащихся в ИЭР, на месте контактов АСПО с породой, гидрофобизации породы, гидрофобизации самих АСПО, с переходом их в объем ИЭР с последующим вымывом.

Аналогично можно объяснить механизм отмыва глинистых частиц и водных прослоек. Вода, находящаяся в связанном состоянии со стенками пор, видимо, труднее и дольше всех удаляется со стенок, причем, возможно, она пополняет ряды имеющихся глобул в ИЭР.

Тот факт, что восстановление проницаемости пошло через некоторое время, объясняется тем, что процессы внедрения молекул ПАВ в контакты протекают медленно. На длительность удаления поровых веществ, очевидно, оказывает влияние и стесненность порового пространства, а также капиллярные эффекты.

В целом же разработанные инвертно-эмульсионные растворы отвечают требованиям, предъявляемым к технологическим жидкостям глушения скважин при капитальном ремонте.

Проведенные эксперименты показали, что при повышении содержания асбеста до 5-10% можно получить еще один вид технологических жидкостей, а

именно блокирующие жидкости, которые могут использоваться для временной изоляции высокопроницаемых пород или для отсечения перфорированного интервала от столба промывочной жидкости.

Промысловый опыт показывает, что в отличие от жидкости глушения блокирующие жидкости должны обладать повышенными структурными свойствами.

Полученные результаты стали основой промышленного внедрения разработок.

Для внедрения и использования рецептур ИЭР и блокирующих составов составлены два технологических регламента, утвержденные ДООО «Бургаз» РАО «Газпром».

**В четвертой главе** приведены результаты промысловых испытаний разработанных составов ИЭР и блокирующих жидкостей. Испытания проводились на 9 скважинах Уренгойского, Ямбургского и Заполярного газоконденсатных месторождений. Инвертно-эмульсионные растворы использовались как в качестве жидкостей глушения, так и блокирующих жидкостей при проведении технологических операций (изоляция водопритока) при капитальном ремонте скважин. Применение ИЭР позволило успешно провести глушение скважин и последующие ремонтные работы, что подтверждается актами промысловых испытаний.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1. На основе анализа теоретических исследований и геолого-технических условий строительства и ремонта скважин уточнены требования к инвертно-эмульсионным растворам для капитального ремонта скважин, требования к составляющим их компонентам.

2. Обосновано применение нового кремнийорганического реагента полисилоксана для гидрофобизации мелкодисперсной твердой фазы и ПАВ типа

имидазолина в качестве эмульгатора водной фазы при подборе компонентного состава инвертно-эмульсионных растворов.

3. Экспериментально установлена дифильность волокон хризотил-асбеста, обусловленная разрывом связей внешнего бруситового и внутреннего кремнийкислородного слоев и возникновением поверхностного заряда, и теоретически и экспериментально обоснована целесообразность применения асбеста в качестве мелкодисперсного наполнителя ИЭР.

4. Показана возможность повышения гидрофобности волокон асбеста при обработке их кремнийорганическими гидрофобизаторами и использования этого эффекта для повышения стабильности инвертно-эмульсионных растворов.

5. Разработаны составы инвертно-эмульсионных растворов с мелкодисперсным волокнистым наполнителем – хризотил-асбестом, рекомендуемых в качестве жидкости глушения и блокирующей жидкости при капитальном ремонте скважин.

6. Установлено влияние последовательности ввода компонентов ИЭР с хризотил-асбестом на свойства полученного раствора и обоснована технология приготовления инвертно-эмульсионных растворов.

7. Разработаны руководящие документы (регламенты) на приготовление и применение ИЭР в качестве жидкости глушения и блокирующей жидкости при капитальном ремонте скважин, утвержденные ДООО «Бургаз» РАО «Газпром».

8. Разработанная технология и состав ИЭР прошли успешные испытания и внедрены на Уренгойском и Ямбургском газоконденсатных месторождениях. Проведенные промысловые испытания показали, что данные рецептуры технологических жидкостей позволяют успешно проводить операции по глушению и блокированию продуктивных горизонтов, сокращая время выхода скважин на проектный режим после капитального ремонта.

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИИ ОПУБЛИКОВАНЫ В  
СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ:**

1. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Чезлов А.А., Шамсутдинов Р.Д. К вопросу о применении асбеста в жидкостях для капитального ремонта скважин// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 164.
2. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Шамсутдинов Р.Д., Плюснин Д.О., Нигматуллин Ф.Н. Гидрофобизированный асбест как добавка к инвертно-эмульсионным растворам// Проблемы совершенствования технологии строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С. 76-77.
3. Нигматуллин Н.Г., Нигматуллина А.Г., Дубинский Г.С., Комкова Л.П., Шамсутдинов Р.Д. Разработка методики экспресс-анализа продуктов кислотной обработки скважин// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 165-166.
4. Нигматуллина А.Г., Чезлов А.А., Шамсутдинов Р.Д. Инвертная эмульсия для капитального ремонта скважин// Научные труды Второго Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». -Т.1. – Уфа: Реактив, 2000. – С. 164-165.
5. Нигматуллина А.Г., Шамсутдинов Р.Д., Нигматуллин Ф.Н., Плюснин Д.О. О стабилизации инвертно-эмульсионных систем железными мылами СЖК// Проблемы совершенствования технологии строительства скважин и подготовки кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: Тезисы докладов Всероссийской научно-технической конференции. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. – С. 75-76.
6. Нигматуллина А.Г., Шамсутдинов Р.Д., Плюснин Д.О., Нигматуллин Ф.Н. Изучение взаимодействия обратных эмульсий с кернами Ямбургского

- ГКМ// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 60-61.
7. Нигматуллина А.Г., Шамсутдинов Р.Д., Плюснин Д.О., Нигматуллин Ф.Н. Дисперсные системы на углеводородной основе – жидкости для нефтедобычи// Научные труды Второго Международного симпозиума «Наука и технология углеводородных дисперсных систем». Т.1. – Уфа: Реактив, 2000. – С. 176-177.
  8. Нигматуллина А.Г., Шамсутдинов Р.Д., Плюснин Д.О. Гидрофобизация асбеста// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 164-165.
  9. Шамсутдинов Р.Д., Шамсутдинова Т.М. Комплекс программ определения характера загрязнения бурового раствора// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 59.
  10. Шамсутдинов Р.Д., Шамсутдинова Т.М. Экологические аспекты использования современных буровых растворов// Научные проблемы Волго-Уральского нефтегазового региона. Технические и естественные аспекты: Сб. научн. тр.: В 2-х т. - Т.1. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С. 59-60.
  11. Шамсутдинова Т.М., Шамсутдинов Р.Д. К вопросу использования информационных технологий при планировании экспериментов// Новые информационные технологии в университетском образовании: Тезисы докладов 8-й Международной научной конференции. – Новосибирск: СГУПС, 2001. – С.56.
  12. Мельников В.М., Нигматуллина А.Г., Чезлов А.А., Шамсутдинов Р.Д. Влияние различных марок асбеста на степень кольматации коллекторов Суторминского месторождения// Прогрессивные технологии в добыче нефти: Сб. научн. трудов. – Уфа: УГНТУ, 2000. - С.137-139.

13. Нигматуллина А.Г., Нигматуллин Н.Г., Комкова Л.П., Шамсутдинов Р.Д. К вопросу о кислотных обработках// Прогрессивные технологии в добыче нефти: Сб. научн. трудов. – Уфа: УГНТУ, 2000. – С.154-156.

Соискатель

Шамсутдинов Р.Д.