

На правах рукописи

**ПЕТРОВ НИКОЛАЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ  
ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИМЕНЕНИЕМ  
КАТИОНОАКТИВНЫХ ПАВ И ГИДРОПЕРФОРАЦИИ**

Специальность 25.00.15 – «Технология бурения и освоения скважин»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа-2003

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

- Научный руководитель** доктор технических наук, профессор  
**Агзамов Фарит Акрамович.**
- Официальные оппоненты:** доктор технических наук,  
старший научный сотрудник  
**Андресон Борис Арнольдович;**
- кандидат технических наук,  
старший научный сотрудник  
**Нигматуллина Аниса Галимьяновна.**
- Ведущая организация** **Пермский научно-исследовательский  
и проектный институт нефти  
(ООО «ПермНИПИнефть»).**

Защита состоится “ 25 “ декабря 2003 года в 11-30 часов на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, Уфа, ул.Космонавтов,1.

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

Автореферат разослан “ 18 “ ноября 2003года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

**Матвеев Ю.Г.**

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Существенные объемы добычи нефти в стране обеспечивает Западно-Сибирский нефтегазовый комплекс. Сложное геологическое строение месторождений региона с резко изменяющимися фильтрационно-емкостными свойствами продуктивных пластов и физико-химическими свойствами флюидов потребовало повысить уровень технико-технологических приемов всех видов работ с продуктивными горизонтами. Запасы нефти в низкопроницаемых высокогидрофильных полимиктовых коллекторах с малодобитными скважинами, например в Ноябрьском районе, велики и не могут успешно осваиваться и разрабатываться без интенсифицирующих технологий воздействия на пласт.

Достижение потенциальной продуктивности нефтяных пластов находится в прямой зависимости от комплекса работ на заключительной стадии строительства скважин. На этапах первичного и вторичного вскрытия пластов чаще всего применяются технологические жидкости на водной основе, использование которых при данных операциях негативно влияет на призабойную зону пласта (ПЗП). От физико-химических свойств буровых растворов и используемых технических средств зависит применение дополнительных стимулирующих воздействий на продуктивный пласт при освоении и ремонтно-изоляционных работах (РИР).

Отрицательное влияние технологических растворов на околоскважинную зону можно уменьшить за счет повышения качества их фильтратов, а также снижения интенсивности и продолжительности воздействия путем оптимизации количества и фракционного состава твердой фазы. Следовательно, рецептуры промывочных и перфорационных жидкостей должны включать модифицирующие добавки химреагентов, а технические средства и технологии - ограничивать проникновение инородных компонентов и обеспечивать работу в скважине на щадящих режимах по отношению к пласту и скважинному оборудованию. Разработке таких решений посвящена данная диссертационная работа.

Большой вклад в решение этих многоплановых вопросов, посвященных созданию благоприятных условий для сохранения коллекторских свойств нефтяных пластов, внесли отечественные и зарубежные исследователи: Амиан В.А., Ангелопуло О.К., Андресон Б.А., Ахмадеев Р.Г., Ашрафьян М.О., Бабалаян Г.А., Булатов А.И., Гасумов Р.А., Горбунов А.Т., Городнов В.Д., Грей Д.Е., Дарли Г.С., Дерягин Б.В., Жигач К.Ф., Зейгман Ю.В., Зозуля Г.П., Кагарманов Н.Ф., Конесев Г.В., Кошелев В.Н., Кравченко И.И., Крысин Н.И., Кузнецов Ю.С., Лесик Н.П., Мавлютов М.Р., Маковой Н., Мирзаджанзаде А.Х., Орлов А.И., Пеньков А.И., Поляков В.Н., Ребиндер П.А., Рябоконь С.А., Рябченко В.И., Уляшева Н.М., Шарипов А.У., Ясашин А.М. и др.

**Цель работы.** Ускорение и повышение качества первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов применением эффективных технических средств и технологических жидкостей с катионными поверхностно-активными веществами (ПАВ).

### Основные задачи исследований

1. Анализ состояния первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, специальных химреагентов технологических жидкостей, струйных кольмататоров и перфораторов.

2. Разработка требований и принципов выбора количества и фракционного состава твердой фазы и модифицирующих добавок в глинистых растворах, солевых перфорационных жидкостях и в растворах гидроперфорации, изыскание модифицирующих химических реагентов.

3. Исследование флокулирующих, ингибирующих, поверхностно-активных и гидрофобизирующих свойств синтетических катионоактивных ПАВ (КПАВ) в промывочных и перфорационных жидкостях, разработка модифицированных составов и обоснование технологии их применения.

4. Прогнозирование на основе анализа накопленного фактического материала о свойствах ПАВ и обобщенной теории ДЛФО близкого взаимодействия поверхностей, механизмов флокуляции и ингибирования глинистой фазы катионными ПАВ, гидрофобизации отрицательно заряженных поверхностей глин, кварцевого песка и металла, а также влияния КПАВ на технологический процесс бурения, установление причин и условий для их протекания.

5. Разработка усовершенствованного метода комплексного изучения ингибирующих и коагулирующих свойств химреагентов и установки для изучения процессов гидроперфорации труб нефтяного сортамента.

6. Разработка рецептур технологических растворов и технических средств для гидроперфорации (стендовые испытания).

7. Внедрение рекомендаций и оценка их эффективности.

### **Методы решения поставленных задач**

В работе использован комплексный метод исследования, включающий обобщение и анализ накопленного опыта, экспериментальное изучение: лабораторное и на пилотных установках с последующим промысловым испытанием на скважинах.

### **Научная новизна**

1. На основе управления расклинивающим давлением катионными ПАВ путем изменения потенциалов поверхностей и структуры граничных пленок воды предложены механизмы 4-х стадий флокулирования и 3-х ступеней ингибирования глинистых материалов.

2. Уточнен и реализован принцип гидрофобизации из водной среды поверхностей глинистых частиц в дисперсных системах и пор полимиктовых коллекторов применением азотсодержащих КПАВ, учитывая их растворимость в полярных и неполярных средах и характер смачиваемости твердой поверхности.

3. Показана применимость обычных нарабатываемых буровых растворов, обработанных катионным ПАВ, для качественной точечной гидроперфорации в приемлемые сроки, выявлены зависимости скорости гидравлической резки обсадных труб от количества глинистой фазы и фракции твердых частиц размером более 0,1 мм, созданы новые гидроперфораторы (11 пат. РФ).

### **Основные защищаемые положения**

1. Результаты лабораторных и промышленных исследований флокулирующих, ингибирующих, поверхностно-активных и гидрофобизирующих свойств катионных ПАВ в растворах, как в отдельности, так и в композиции с традиционными химреагентами для первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов.

2. Механизмы флокуляции глинистых растворов катионоактивными ПАВ в зависимости от их растворимости в воде и углеводородах и адсорбции водорастворимого КПАВ на кварцевом песчанике под слоем углеводорода аналогично углеводородорастворимым фракциям.

3. Технология химико-механического регулирования количества твердой фазы и её коллоидной составляющей в глинистых растворах катионными ПАВ в сочетании с виброситами.

4. Модифицированные катионными ПАВ составы с высокими ингибирующей, гидрофобизирующей и поверхностной активностью для качественного вскрытия пластов при бурении и кумулятивной перфорации.

5. Техника и технология точечной гидроперфорации малоабразивными и ингибированными катионными ПАВ глинистыми растворами и принципы их подбора на основе стендовых исследований.

### **Практическая значимость и реализация работы в промышленности**

1. Разработаны высокоингибированные буровые растворы с оптимизированным количеством глинистой фазы и её коллоидной составляющей, полученные путем модификации существующих систем катионными ПАВ, которые испытаны и внедрены на 34-х скважинах месторождений "Ноябрьскнефтегаз" и "Когалымнефтегаз".

2. Разработаны высокоингибирующие и гидрофобизирующие пресные и минеральные технологические жидкости, модифицированные катионными ПАВ для кумулятивной перфорации. Опытные работы проведены на 17 скважинах месторождений "Ноябрьскнефтегаз", "Пурнефтегаз" и "Варьеганнефтегаз".

3. Разработана комплексная технология первичного и вторичного вскрытия пластов с применением катионных ПАВ одновременно в промывочной и перфорационной жидкостях. Промысловые испытания проведены на 8 скважинах Ноябрьского региона, причем на 3-х из них совместно с вихревым кольмататором.

4. Разработаны техника и технология точечной гидроперфорации скважин, сокращающие сроки проведения операций с использованием неутяжеленных глинистых растворов с облагораживающими добавками – КПАВ. Гидроперфорация после прострела кумулятивными методами и ремонтно-изоляционных работ при капитальном ремонте скважин (КРС) проведена на 4-х скважинах Ноябрьского региона, а первичная гидроперфорация - на 2-х скважинах.

Разработанные технологии позволили существенно (на десятки процентов) повысить показатели бурения и уменьшить сроки освоения скважин на несколько (до 8) суток. Кроме того, при насосном способе добычи значительно (до 1,5 раз) повысились фактические начальные дебиты в сравнении с плановыми, происходила ускоренная (на 1-3 месяца)

очистка ПЗП скважин от загрязнений с выходом на устойчивый режим добычи, увеличились на десятки процентов и кратно удельные дебиты безводной или малообводненной продукции в первые (до 6) месяцы эксплуатации скважин. При фонтанном способе добычи очистка ПЗП от продуктов проникновения также происходила ускоренно, что приводило к улучшенному, более длительному сообщению «скважина-пласт» и повышению устьевых давлений. При периодическом режиме работы в условиях сниженного пластового давления на десятки часов уменьшалось время набора статического давления, которое стравливалось дольше.

Использование буровых глинистых растворов в дальнейшем при гидроперфорации позволило получить гидродинамическую связь скважинного пространства с продуктивным пластом (как при первичной перфорации, так и при повторных после РИР) и дебиты безводной нефти или в меньшей степени обводненности, когда другие методы интенсификации приток не давали.

**Апробация работы.** Материалы, составляющие основное содержание диссертации, докладывались и обсуждались на: технических советах НКНИО СибНИИНП, СибНИИНП, НПО "Ханто" при АН СССР, НоябрьскНИПИнефтегаз, производственных отделов и подразделений "Ноябрьскнефтегаз", "Когалымнефтегаз", "Пурнефтегаз", Варьёганнефтегаз", "Юганскнефтегаз", "Самаранефтегаз" в 1988 - 1998 г.г.; 53-й и 54-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ в 2002, 2003 гг.

В полном объеме содержание диссертационной работы обсуждено на семинаре кафедры "Бурение нефтяных и газовых скважин" УГНТУ.

**Публикации.** По теме диссертации в открытой научно-технической печати опубликовано 63 работы, в т.ч. 12 обзоров, 26 статей и получено 25 патентов на изобретения.

**Объем и структура работы.** Диссертация состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы из 250 наименований. Она изложена на 224 страницах, содержит 19 рисунков и 41 таблицу.

## СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**В первой главе** на примере Ноябрьского региона Западной Сибири приводится анализ состояния качества первичного и вторичного вскрытия нефтяных пластов, дан обзор флокулянтов, ингибиторов, ПАВ, гидродинамических кольмататоров и перфораторов, поставлены цель работы и задачи исследований.

Сложное строение и обширные водонефтяные зоны высокогидрофильных полимиктовых с повышенной глинистостью и слабой карбонатностью пород продуктивных горизонтов Ноябрьского региона, сравнительно низкое и неоднородное нефтенасыщение порового пространства с подвижной водой, выделяемой во всех проницаемых частях разреза, вынуждают уделять повышенное внимание вопросам вскрытия пластов при строительстве скважин. При бурении и перфорации скважин происходит формирование обширной зоны проникновения компонентов технологических растворов, в результате чего дебиты скважин оказываются значительно меньше потенциальных.

Особенности геологического разреза predeterminedили технологию приготовления бурового раствора наработкой и связанные с этим высокую кавернозность ствола скважины и повышенную плотность раствора при вскрытии продуктивных горизонтов с пластовыми давлениями, близкими к гидростатическим.

В конце 80-х и начале 90-х годов XX столетия нарабатываемые глинистые растворы обрабатывали большим ассортиментом химреагентов, при этом часто независимо от вида химобработки показатели буровых растворов находились за пределами требований. В частности, содержание глинистой фазы (ГФ) и ее коллоидной составляющей ( $C_k$ ) зачастую превышали оптимальные величины.

Для удаления излишков твёрдой фазы широко применялись акриловые полимеры. Однако они, эффективно проявляя флокулирующие свойства в разбавленных суспензиях, оказались не способными выполнить такие же функции в глинистых растворах.

Экспериментальные исследования влияния химобработки на фильтрацию буровых растворов, проведённые на кернах Суторминского месторождения, показали, что для фильтратов традиционных растворов с межфазным натяжением ( $\sigma$ ) на границе «фильтрат-керосин» в интервале 23,6...29,5 мН/м, наряду с гидрофилизующим эффектом анионными ПАВ, коэффициент восстановления проницаемости ( $K_n$ ) равен 0,6...0,7. Для фильтратов с  $\sigma = 18,1...18,7$  мН/м –  $K_n = 0,70...0,75$ . Но, как показал опыт, этот уровень качества фильтратов оказался недостаточным, а технические средства, ограничивающие проникновение компонентов растворов, в частности кольматоры, до 90-х годов в регионе не применялись. В промысловых растворах, обработанных анионными и неионогенными ПАВ (например, сульфонолом и неололом) флокулы глинистых частиц не обнаружены.

Традиционно в Западной Сибири наиболее широко практиковались закрытые конструкции скважин, а для вторичного вскрытия применялась кумулятивная перфорация на нефти, технической воде, солевых растворах, эмульсиях, слабокислотных и полимерных составах.

Результаты освоения скважин на указанных выше перфорационных жидкостях в равной степени давали как положительные, так и отрицательные результаты. Поэтому в подавляющем большинстве при освоении скважин требовалось проведение дополнительных мероприятий, связанных с РИР и очисткой ПЗП, с затратами времени и средств.

Обзор работ по реагентам специального назначения, в частности по ингибиторам-флокулянтам, показал, что наиболее сильными из них являются синтетические КПАВ. В рабочих диапазонах концентраций по ингибирующим свойствам им уступают многие известные ингибиторы различного функционального действия, а по коагулирующим свойствам – акриловые полимеры и минеральные соли. Однако механизмы проявления данных свойств не нашли полного объяснения. Недостаточно также изучено и взаимодействие катионных ПАВ с химреагентами, применяемыми при строительстве скважин.

В отличие от анионных и неионогенных ПАВ, катионные меньше, но вполне достаточно снижают поверхностное натяжение, им присущи также наименьшие скорости диффузии в нефть, и поэтому они с запозданием и незначительно снижают её вязкость. Катионоактивные ПАВ менее чувствительны к минеральным солям и более термостойки, они

являются гидрофобизаторами отрицательно заряженной поверхности кварца и при этом капиллярные силы, развиваемые в порах на границах раздела «нефть-фильтрат», направлены в сторону скважины. Значит, катионные ПАВ, в отличие от анионных и неионогенных, создадут условия для сохранения естественных характеристик продуктивных пластов не только за счет гарантированного в скважинных условиях снижения межфазного натяжения в длительном отрезке времени от этапа первичного вскрытия до освоения, но и в результате однозначно гидрофобизирующего действия в полимиктовом коллекторе.

Мы считаем, что все это позволит не только замедлить проникновение фильтрата и уменьшить объёмы промытой зоны при вскрытии коллектора, но и должно будет способствовать более полному удалению фильтрата из ПЗП и, как следствие, восстановлению первоначальной нефтепроницаемости при вызове притока.

Катионные ПАВ вызывают инверсию избирательного смачивания пор пород пласта, а при вторичном вскрытии - и трещин в цементном камне с гидрофильной на гидрофобную. При этом на границе «нефть-вода» капиллярные силы в порах будут направлены в сторону воды, что создаст препятствия ее движению. Следовательно, получаемый временный барьер заметно снизит скорости обводнения продукции за счет внутрислоевых и межслоевых перетоков.

Перечисленные положительные моменты использования КПАВ относятся и к первичному, и к вторичному вскрытию. К сожалению, применение катионоактивных ПАВ в буровых растворах сдерживалось их несовместимостью с глинистой фазой. Поэтому положительные свойства технологических жидкостей, одновременно модифицированных КПАВ в этих операциях, для получения суммарного и сверхсуммарного эффектов ранее не были задействованы.

Изучение работ по способам перфорации показало, что наиболее эффективными и перспективными в совершенствовании щадящих методов являются гидropескоструйная перфорация (ГПП) и гидроперфорация (ГП) на утяжеленном гематитом глинистом растворе. Они способны создавать объёмные и протяженные каналы, а высокая пробивная способность при сравнительно меньших, чем при прострелочно-взрывных методах, давлениях позволяет их использовать при близком расположении к водоносным горизонтам.

Однако пескосодержащим жидкостям при ГПП присущи седиментационная неустойчивость и излишне высокая абразивность, обуславливающие высокую вероятность возникновения осложнений и аварийной ситуации, а утяжелённые глинистые растворы повышенной плотности для гидроперфорации непригодны в эксплуатационных объектах Западной Сибири.

Анализ струйных методов перфорации показал, что недостаточно изучены вопросы гидромониторного разрушения металлических преград, в частности труб нефтяного сортамента, менее абразивными добавками. Нет одновременно простых и надежных в работе с абразивными и химически агрессивными средами гидроперфораторов с широким спектром функциональных возможностей, необходимых для эффективной их эксплуатации.

**Во второй главе** анализируются причины снижения проницаемости ПЗП, обосновываются требования к технологическим жидкостям и техническим средствам для первичного и вторичного вскрытия, излагаются принципы подбора свойств и компонентного



состава растворов с учётом уточнения механизмов работы КПАВ, описываются методики экспериментальных исследований и характеристики КПАВ.

Основные причины снижения проницаемости ПЗП связаны с попаданием в коллектор инородных компонентов технологических растворов. По сведениям И.Н.Резниченко, для буровых растворов хорошего качества, отвечающих требованиям массового бурения в Западной Сибири, оптимальное содержание коллоидной глинистой фазы составляет 1,5...2,0% по массе. На наш взгляд, качественный состав фильтрата предполагает максимальное ингибирование глин и гидрофобизацию поверхности пор, а также достаточно низкие показатели поверхностно-активных свойств, что в целом предопределяет приближение проницаемости ПЗП к первоначальной (естественной) и уменьшает влияние капиллярных давлений при вызове притока.

Как подчеркивалось выше, в качестве улучшающей добавки в буровой раствор наиболее приемлемы катионные ПАВ, различающиеся по степени растворимости в полярной и неполярной средах (в зависимости от фракций углеводородных радикалов, используемых при синтезе реагентов) и, следовательно, величиной адсорбции на твёрдой фазе. Так, для ускоренного и максимального снижения количества твёрдой фазы в растворе необходимо использовать реагенты с наиболее высокими флокулирующими свойствами, т.е. с наибольшей степенью общей адсорбции на глинистой поверхности. Максимальные гидрофобные свойства проявят коллоидные КПАВ с углеводородорастворимыми фракциями вследствие их плёночного характера адсорбции на твёрдой поверхности. Для достижения наилучших ингибирующих и поверхностно-активных свойств необходимо увеличить количество КПАВ в фильтрате, чего легче добиться использованием водорастворимого реагента. Для одновременного проявления высоких флокулирующих и ингибирующих свойств целесообразно использовать водомаслорастворимые катионные ПАВ широкой фракции, которые перед введением в глинистый раствор целесообразно разбавлять в воде, чтобы дать возможность водорастворимым фракциям сохранить присутствие в фильтрате, поскольку при использовании реагента в товарном (синтезированном) виде превалирует адсорбция на твёрдых поверхностях мицелл из всех фракций.

Механизм ингибирования гидратации и набухания глин в водных средах с КПАВ, вероятно, многоплановый и обусловлен его свойствами к химической и физической адсорбции и способностью замещать катионы обменного комплекса органическими катионами во всех доступных (в объеме) участках обменных центров глинистых частиц. В последнем случае природа олеофильных глин становится как у гидрофобных материалов и поэтому устранение межплоскостной гидратации происходит в основном в результате подавления структурной составляющей расклинивающего давления. А модифицирование поверхности глин при хемосорбции одновременно ведёт к ослаблению структурной составляющей и уменьшению электростатической составляющих расклинивающих давлений. Физическая адсорбция КПАВ по защитному эффекту напоминает экранирующее действие углеводов.

При использовании углеводородорастворимых фракций КПАВ гидрофобизация происходит в любом случае, т.к. ориентация молекул на отрицательно заряженной поверхности сохраняется полярной группой к поверхности и углеводородными радикалами

наружу. Но водорастворимые ПАВ адсорбируются в водной среде в два обратно ориентированных термодинамически устойчивых слоя. Поэтому они, по сведениям Г.А.Бабаяна, одновременно повышают фазовую проницаемость и воды, и нефти.

В то же время из практики химобработок при КРС в Ноябрьском регионе нами было выявлено, что после применения водорастворимого КПАВ (ИВВ-1) происходило уменьшение обводненности продукции скважин при предыдущей обводнённости менее 40%. Следовательно, происходила гидрофобизация данным видом ПАВ и она зависела от изначальной смоченности поверхности полярной и слабополярной средами. Значит, если поверхность предварительно смочена нефтью, то водорастворимый КПАВ с активной полярной группой способен к диффузионному перескоку через неполярную среду и (или) проникает на краях между приграничным слоем нефти и поверхностью, создавая расклинивающее давление, либо при миграции молекул по поверхности и при непосредственном их оттоке из водного раствора, в результате чего под слоем углеводорода он может закрепиться на поверхности уже в один слой – полярной группой на кварце и радикалом, обращённым в сторону плёнки нефти, т.е. аналогично углеводородорастворимым фракциям. В итоге усиливается избирательное смачивание поверхности углеводородами, которые самопроизвольно оттесняют воду.

При использовании катионных ПАВ следует ожидать и улучшения показателей бурения. В частности, из-за известных эффектов адсорбционного понижения прочности (эффект Ребиндера П.А.) горной породы, уменьшения трения при вдавливании элементов вооружения долота в горную породу, повышения износостойкости металла инструментов, которые усиливаются гидрофобными КПАВ, особенно в композиции последних с углеводородными добавками к буровым растворам.

Положительное влияние катионных ПАВ на технологические процессы бурения также следует ожидать в результате обновления глинистой корки и гидрофобизации поверхности бурильной колонны. Так, при вводе КПАВ в раствор произойдёт коагуляционное разрыхление глинистой корки и сгустков раствора в кавернозных участках. Смена прежней корки на упрочненную (из-за усиления пульсирующего режима промывки при аэрации раствора) корку, наряду с очисткой каверн ствола скважины, благоприятно скажется на повышении качества цементирования. А инверсия смачиваемости поверхностей глинистой корки и бурильной колонны с гидрофильной на гидрофобную создаст условия для налипания на них углеводородов, выделенных из бурового раствора. Перераспределение углеводородной смазочной добавки из всего объема раствора на твердые поверхности позволит уменьшить липкость корки и плёнок непосредственно в контактных зонах. Кроме того, гидрофобизация глинистой корки снизит её фазовую проницаемость по воде. К тому же отфильтрованный в околоскважинную зону кольматации КПАВ высадит находившиеся в порах и вновь поступившие глинистые частицы в виде связанных конгломератов – флокул. Важность последнего эффекта связана, прежде всего, с ограничением миграции коллоидных частиц от внешних границ экрана вглубь пласта, чего ранее достичь другими методами было практически невозможно, и сближением всех глинистых частиц между собой и со стенками пор (более плотной упаковки) в результате утончения граничных

адсорбционных слоёв воды. Это всё вместе способствует уменьшению толщины и проницаемости кольматационного экрана.

Требования к перфорационным жидкостям специфичны в отношении способа перфорации. Для уменьшения отрицательных эффектов от действия водной среды при кумулятивной перфорации целесообразно в качестве модифицирующей добавки также вводить реагенты, повышающие ингибирующие, гидрофобизирующие и поверхностно-активные свойства, то есть КПАВ, способные выполнить эти функции одновременно. Причём это наилучшим образом соответствует требованиям единого набора ассортимента химреагентов для строительства скважин, так как исключает несовместимость компонентов растворов предыдущих и последующих этапов и связанные с этим процессы высаливания и осадкообразования.

При гидроперфорации жидкости должны обладать рядом типовых свойств, но важной с технологической точки зрения является способность создавать протяжённые каналы с минимальными количеством твердой фазы и её абразивностью с приемлемыми для практики режимами и сроками. Минимизация твердой фазы и снижение её абразивности в перфорационной жидкости уменьшит режущую способность, так как потребность в твёрдой фазе возникает в основном из-за необходимости перфорирования обсадной трубы и увеличения дальнобойности струи. Но более ускоренно глубокий канал можно получить и техническим путём, уменьшив площадь контакта струи с трубой и породой. Для этого необходимо исключить влияние продольных и поперечных вибраций низа насосно-компрессорных труб (НКТ), возникающих из-за пульсаций давлений при работе поршневых насосов. Поэтому снабжение гидроперфоратора узлом фиксации приведёт к точечному формированию канала. Для повышения надёжности и долговечности работы фиксатора целесообразно его изготовить в защищённом от влияния абразивной и химически агрессивной среды исполнении.

Методики экспериментальных исследований буровых и перфорационных растворов включали в себя как распространённые и общепринятые методы исследования показателей глинистых растворов, так и ряд известных дополнительных, которые характеризовали флокулирующие свойства реагентов и качественные показатели жидкостей (фильтратов), в частности: экспресс-метод на отстойнике Лысенко, метод осветления БашНИПИнефть прогидратированной глинистой суспензии, ситовый метод отделения фракций частиц и их агрегатов по размеру, метод ВНИИКРнефть определения увлажнения спрессованных из глинопорошка образцов, метод определения ингибирующей способности АНИ на крупке глинистого шлама во вращающемся автоклаве при температуре 80 °С и давлении, метод определения диспергирующей способности химреагентов по изменению условной вязкости глинистой суспензии в определённый отрезок времени, метод определения межфазного натяжения на границе с керосином сталагмометром конструкции БашНИПИнефть, методы определения проницаемости и скорости фильтрации на установке УИПК-М и на песчаных моделях керна в делительных воронках. Кроме того, предложен усовершенствованный метод осветления глинистой суспензии в растворах минеральных солей и ПАВ с использованием непрогидратированного глинопорошка, позволяющий одновременно учитывать коагуляционные и ингибирующие свойства исследуемых реагентов. Определения

скоростей гидравлической резки производились на участке обсадной трубы на специально изготовленном стенде.

Погрешности измерений обусловлены погрешностями приборов и средств контроля. Брали средние из определений результаты.

Краткая характеристика используемых в исследования КПАВ, различающихся по растворимости в полярной и неполярной среде, приведена в табл. 1.

Таблица 1

### Характеристика катионных ПАВ

Реагент	Растворимость	Химический состав и получение	Формула
ГИПХ-3	в воде и углеводородах	Водно-метанольный раствор хлоргидрата высших алифатических аминов, получаемых из парафинов нефтяного происхождения	$C_nH_{2n+1}NH_2 \cdot HCl$ , где $n = 12...18$
ИВВ-1	в воде	Водный раствор смеси алкилдиметилбензиламмонийхлорида с четвертичными аммониевыми солями диметиламина и третичного амина, получаемый путём конденсации алкилдиметиламина и бензилхлорида	$R(CH_3)_2NCH_2 \cdot C_6H_5Cl$ , где R – смесь алкильных остатков $C_{12} - C_{14}$
СНПХ-6012	в углеводородах	Композиция на основе ароматического растворителя, углеводородов и алифатических аминов (кубовые остатки, получаемые при вакуумной дистилляции технической смеси алифатических аминов)	Продукт из первичных и вторичных аминов фракции $C_{17} - C_{20}$

Также исследовались водомаслорастворимые химреагенты солянокислой соли высокомолекулярных алифатических аминов - ГИПХ-6Б и АНП-2, аналогичные по строению с ГИПХ-3, и опытная партия ИВВ-1 широкой фракции  $C_{10} - C_{18}$ .

**В третьей главе** отражены экспериментальные исследования влияния КПАВ на свойства глинистых растворов и их фильтраты.

В качестве базовых рецептур были взяты традиционно применяемые в регионе естественные глинистые растворы (ЕГР), обработанные химреагентами.

Сравнительные исследования КПАВ-АНП-2 в составе фильтрата бурового раствора, обработанного стабилизатором НР-5 (нитронный реагент, гидролизированный едким натрием), проведённые на установке УИПК-М на керне Суторминского месторождения, показали, что при эффективном понижении поверхностного натяжения фильтрата до 13,7 мН/м совместно с гидрофобизацией отрицательно заряженной поверхности пор образцов коэффициент восстановления проницаемости увеличился до значений 0,80...0,85. Такие высокие показатели не достигались при всех других видах химобработок традиционными реагентами. Это подтвердило правильность выбора в качестве улучшающих добавок в технологические растворы для горно-геологических условий региона катионных ПАВ.

Проведённые исследования структурно-реологических свойств ЕГР с добавкой 0,05...0,50% КПАВ показали, что проблема несовместимости глинистой фазы и КПАВ существует только при наличии в растворе сфлокулированных агрегатов из глинистых

частиц и исчезает, когда крупные (более 0,25...0,90 мм) флокулы выведены из раствора. Это предопределило выбор места и времени ввода КПАВ в буровой раствор, содержащий излишки глинистой фазы, а именно, в начале желоба на роторном блоке при циркуляции промывочной жидкости.

По результатам экспериментальных исследований на колбе Лысенко флокулирующих свойств водомаслорастворимых КПАВ в глинистых суспензиях, обработанных полимерами-стабилизаторами и акриловыми полимерами-флокулянтами (табл. 2), было установлено, что интенсивность флокуляции глинистых частиц в зависимости от концентрации катионного ПАВ изменяется и проходит 4 этапа (стадии).

Таблица 2

**Влияние катионного флокулянта на размер и количество (%) флокул  
в буровых растворах**

Добавка флокулянта, %	5%-я бентонитовая суспензия +0,2% КМЦ + 1% НР-5	5%-я бентонитовая суспензия + 0,3% метаса +4% НР-5	15% суспензия из шлама +1% ПКР (НР-5+ГПАА + НТФ)+0,05%НТФ	20% суспензия из шлама + 3%НР-5 +0,3%КМЦ +0,05%НТФ
0,05% ГИПХ-3	0,7/- (0,7)	0,9/- (0,9)	0,6/- (0,6)	0,7/- (0,7)
0,1% ГИПХ-3	3,4/1,2 (4,6)	4,1/1,5 (5,6)	2,5/2,3 (4,8)	3,7/2,3 (6,0)
0,2% ГИПХ-3	3,7/1,3 (5,0)	4,7/2,2 (6,9)	2,6/2,5 (5,1)	4,1/2,8 (6,9)
0,3% ГИПХ-3	4,3/1,6 (5,9)	4,8/2,3 (7,1)	2,6/2,6 (5,2)	4,4/3,0 (7,4)
0,5% ГИПХ-3	4,1/2,3 (6,4)	4,4/2,1 (6,5)	2,2/2,8 (5,0)	3,9/2,7 (6,6)

Примечание. В числителе – флокулы до 1 мм, в знаменателе – флокулы размером более 1 мм, в скобках - Σ.

На первой стадии (до концентрации КПАВ – 0,05%) он дестабилизирует растворы при подавлении сил электростатического и структурного отталкивания по аналогии с процессами коагуляции неорганическими электролитами. На второй стадии (концентрация КПАВ – 0,05...0,1%) адсорбция, сверхэквивалентная ёмкости обменного комплекса глин, приводит к перезарядке этих частиц от «минуса» к «плюсу». Поэтому идёт усиление электрохимической составляющей в процессах флокуляции. Глинистые частицы соединяются уже за счёт электростатического взаимодействия положительно и отрицательно заряженных элементов. На третьей стадии (концентрация КПАВ – 0,1...0,3%) определяющим фактором в повышении флокуляции является пленкообразование при физической адсорбции, поскольку уменьшение количества распавшихся плёночных флокул приводит к преимущественному росту конструктивных процессов новообразований. На четвёртой стадии (концентрация КПАВ – 0,3...0,5%) избытки ПАВ создают микрокапельки (ассоциации молекул), которые становятся связующим звеном при контактных взаимодействиях плёночных флокул, что происходит при доминировании сил структурного притяжения гидрофобных пленок флокул. Мицеллярное укрупнение флокул приводит к закономерному уменьшению содержания конгломератов размером менее 1 мм. На данном этапе формирующиеся структурные связи между самими флокулами приводят к замедлению их оседания.

Водорастворимые фракции катионных ПАВ быстрее, чем нефтерастворимые фракции, адсорбируются на гидрофильной поверхности. Следовательно, их вклад в создание электрохимических флокул выше, а углеводородорастворимые фракции свой вклад во флокулообразование преимущественно вносят на последующих этапах. Поэтому КПАВ, содержащие и углеводородорастворимые и водорастворимые компоненты, являются самыми сильными флокулянтами. Дело в том, что водорастворимые КПАВ формируют в основном менее стабильные электрохимические флокулы, а углеводородорастворимые КПАВ при малом количестве электрохимических флокул не используют весь потенциал укрупняющих плёночных эффектов. Так, например, при обработках глинистой суспензии реагентом ИВВ-1, в отличие от ГИПХ-3, количество флокул в 1,2...2,2 раза меньше и их размеры почти в 2 раза меньше.

Кроме того, коллоидные КПАВ, образующие ассоциации молекул, способны из-за неравномерного (дискретного) распределения в водной среде формировать флокулы в обратном направлении от механического захвата и мицеллярного обволакивания порции глинистой массы (по аналогии с окклюзией в кристаллах) к последующей самоорганизации внутри капсулы по зарядам и плотности частиц. Об этом косвенно свидетельствует тот факт, что при введении в глинистый раствор КПАВ в разбавленном виде (в водном растворе) флокулы имеют размеры до 1 мм, а при добавке неразбавленного реагента (синтезированного продукта) в эквивалентном количестве формируются кратно большие флокулы размером до 3...5 мм.

В данном случае сближение глинистых частиц в зависимости от локальной концентрации КПАВ, очевидно, проходит несколько стадий от этапа подавления сил электростатического и структурного отталкиваний к фазе электростатического притяжения, затем к завершающему этапу структурного притяжения гидрофобных частиц и самопроизвольному выдавливанию воды из прослоек между частицами и в целом из флокулы при утончении пленок ПАВ и механическом воздействии на них.

Выявлено, что с ростом температуры от 20 до 50 и 100 °С количество флокул в бентонитовой суспензии, обработанной метасом (0,3%), НР-5 (2%) и водонефтерастворимым КПАВ (0,3%), пропорционально повышается и составляет соответственно 11, 13 и 17%. Это подтверждает дискретное распределение в растворе данного КПАВ, растворимость которого с повышением температуры, видимо, увеличивается. Кроме того, тепловое движение, размывая упорядоченную структуру граничных слоёв воды на твердой подложке, уменьшает дальное действие структурных сил. В результате усиливается ранее не проявленный (при этой концентрации КПАВ) в полной мере структурный фактор в процессе конгломерации глинистых частиц.

Изучение кинетики флокулирования по методу осветления суспензии из прогидратированного глинопорошка в больший промежуток времени отстоя показал, что при дозировке ГИПХ-3 – 0,05, 0,3 и 0,5% осветлилось за 30 минут соответственно около 72, 60 и 40%. Значит, при повышении концентрации водоуглеводородорастворимого КПАВ количество флокул увеличивается, но при этом их структура становится более рыхлой. В области малых (до 0,05%) концентраций КПАВ мелкие флокулы плотно упакованы и более

ускоренно осаждаются. Эту особенность можно использовать на практике для преимущественного осаждения глинистой фазы в отстойниках и поровых пространствах коллектора.

Приведенные исследования были проведены на разбавленных суспензиях, но образование флокул в глинистых растворах происходит по той же схеме, о чём свидетельствуют данные, полученные по ситовому методу (табл. 3), то есть максимально приближенному к практике химико-механической очистке бурового раствора.

Таблица 3

### Фракционный состав дисперсной фазы буровых растворов

Химобработка глинистого раствора	Содержание фракции (%) размером частиц, в мм				
	>2,5	2,5 – 1,0	1,0 – 0,4	0,40 – 0,05	<0,05
1. Исх. – глинистая суспензия (ГС)	-	-	2,5	16,8	80,7
2. ГС+0,3% ГИПХ-3	0,5	5,9	7,6	17,7	68,3
3. ГС+3% НР-5+0,05% НТФ	-	-	2,4	15,1	82,5
4. п.3+0,3% ГИПХ-3	3,8	7,7	7,3	14,9	66,3
5. ГС+0,3% КМЦ+0,2% ГКЖ	-	0,9	2,0	15,8	81,3
6. п.5+0,3% ГИПХ-3	2,6	4,7	4,7	17,5	70,5
7. ГС+2% ПКР(НР-5+ГПАА+НТФ)	-	-	2,2	14,7	83,1
8. п.7+0,3% ГИПХ-3	1,9	4,1	6,2	19,3	68,5

В необработанной и химобработанной глинистой суспензии после добавления нефтерастворимого КПАВ количество достаточно прочных новообразований из глинистой фазы размером более 0,4 мм (наиболее широко применяемого на практике размера ячеек сеток вибросит) увеличилось от 2,0...2,5% до 12,0...18,8%. В то же время количество мелкодисперсной фракции (менее 0,05 мм) уменьшилось на 10,8...16,2%. Значит, из раствора в первую очередь, как и требуется, выводится микрогетерогенная и коллоидная составляющие глинистой фазы. Наилучшие результаты очистки катионным флокулянтom как раз и получены в растворе, обработанном высокощелочным стабилизатором НР-5, когда изначально активной глинистой массы больше и она предельно гидратирована.

Проведённые эксперименты по изучению влияния КПАВ на качество дисперсионной среды водных растворов подтвердили высокие ингибирующие и поверхностно-активные свойства реагентов (табл. 4), которые оказались на уровне лучших или существенно превосходили показатели других химреагентов, наиболее широко применяемых при строительстве скважин.

Добавка 0,3% ГИПХ-3 повысила показатель ингибирования «И» по методике АНИ на 33%. Показатель «И» у высокощелочных реагентов, таких как натриевый НР-5, калиевый НР-5, ПКР, ПКР-М, (Суран+Dk-drill+эмультал), гипан и ГКЖ, меньше, чем у воды, и с повышением их концентрации показатель «И» уменьшается. У реагентов КМЦ, ФХЛС, КССБ и НТФ показатель «И» больше, чем у воды, и с повышением их концентрации увеличивается. Совместные обработки ГИПХ-3 со всеми реагентами приводят к повышению «И», причём с реагентами второй группы – даже к превышению довольно высоких собственных показателей.

Влияние химреагентов на свойства водных растворов

Показатели	H <sub>2</sub> O	Концентрация реагента, %									
		ГИПХ-3				ИВВ-1				СНПХ-6012	
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,1	0,2	0,3	0,5	0,3	0,5
рН	6,8	5,4	4,9	4,4	3,4	6,8	6,9	7,0	7,1	7,5	7,5
Ингибирующая способность, И, %	57	83	88	90	92	84	89	92	95	65	66
Увлажняющая способность, У, ед.	25	17	16	14	11	-	-	-	-	-	-
Диспергирующая способность, Д, %	100	60	50	35	-	50	45	35	25	-	-
Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м	30,3	9,5	6,2	5,2	4,1	8,0	4,0	2,8	2,4	-	-

При исследовании способности глин к увлажнению по методу ВНИИКРнефть добавка в воду 0,3% ГИПХ-3 уменьшила показатель «У» на 45%, что значительно эффективнее других реагентов и соизмеримо с обработкой 0,3...0,4% КМЦ отечественного и импортного производства. При комбинации других реагентов с фиксированной добавкой ГИПХ-3 и увеличении концентрации первых происходит снижение «У» в такое же количество раз, но на предпочтительно меньшем уровне показателя. Исключения составляют случаи, когда идёт химическая реакция взаимопогашения кислой и щелочных сред, например ГИПХ-3 с ГКЖ.

Определения ингибирующей («И») и диспергирующей («Д») способности показали, что водорастворимый реагент ИВВ-1 превосходит водомаслорастворимый ГИПХ-3 по ингибирующим свойствам, что, видимо, связано с более ускоренной адсорбцией ИВВ-1 на глинистой фазе и повышенной степенью модификации не только её поверхности, но и всех доступных обменных центров.

Результаты определения поверхностного натяжения показали, что у ИВВ-1 показатели  $\sigma$  наилучшие, что, вероятно, связано с большей растворимостью реагента в воде и повышенной активностью его полярных групп, в отличие от реагентов с углеводородорастворимыми фракциями. Стабилизаторы глинистых растворов уменьшают  $\sigma$  малоэффективно ~ до 20 мН/м, несколько лучше щелочные реагенты, например ГКЖ ~ до 10 мН/м. Минимальные значения  $\sigma$  получены при совместных обработках ГИПХ-3 с ПКР (до 3,1 мН/м) и с НТФ (до 2,4 мН/м). Возможно, из-за адсорбции КПАВ на полимерах-стабилизаторах концентрация ГИПХ-3 в воде уменьшилась, поэтому  $\sigma$  в данном случае оказались несколько выше, чем для собственных значений ГИПХ-3.

**В четвертой главе** приведены результаты экспериментальных исследований по совершенствованию перфорационных жидкостей для кумулятивной перфорации и гидроперфорации, описаны усовершенствованные конструкции гидроперфораторов.



Определяющая роль в интенсификации процессов набухания глин принадлежит фильтраатам неингибированных буровых растворов, а также технической воде (ВТ) и мало-концентрированным солевым растворам, применяемым при вторичном вскрытии. Подтверждением сказанного являются следующие опыты (табл. 5).

Таблица 5

**Влияние химреагентов на свойства перфорационных жидкостей**

Состав водного раствора	pH	Ингибирующая способность, И, %	Поверхностное натяжение, $\sigma$ , мН/м
ВТ+1% NaCl/то же + 0,3% ГИПХ-3	6,7/5,1	68/90	-
ВТ+2% NaCl/то же + 0,3% ГИПХ-3	-	-	29,8/3,0
ВТ+10% NaCl/то же + 0,3% ГИПХ-3	6,5/5,2	80/92	-
ВТ+14% NaCl/то же + 0,3% ГИПХ-3	-	-	29,2/1,2
ВТ+15% NaCl/то же + 0,3% ГИПХ-3	6,4/5,3	85/93	-
ВТ+10% АХН/ВТ+15% АХН/ВТ+20% АХН	7,4/7,5/7,6	88/90/92	14,7/16,3/18,8
ВТ+0,1% CaCl <sub>2</sub> /то же + 0,3% ГИПХ-3	7,2/5,3	73/88	-
ВТ+0,5% CaCl <sub>2</sub> /то же + 0,3% ГИПХ-3	8,5/6,0	75/92	-
ВТ+9% CaCl <sub>2</sub> /то же + 0,3% ГИПХ-3	-	-	27,0/1,5
ВТ+23% CaCl <sub>2</sub> /то же + 0,3% ГИПХ-3	-	-	25,3/6,5
Фильтрат портландцемента	12,6/12,4	90/92	-

Видно, что используемые при кумулятивной перфорации растворы NaCl и CaCl<sub>2</sub> по показателю ингибирования уступают водному раствору ГИПХ-3 с концентрацией 0,2%, для которого показатель «И» = 87,5%. Если при перфорации необходим раствор небольшой плотности, то предпочтительно применять модифицированный раствор CaCl<sub>2</sub> + ГИПХ-3, а при высокой плотности и концентрации солей предпочтительно использовать раствор NaCl+ГИПХ-3, так как в данном случае  $\sigma$  будет наименьшим.

Наилучшая из применяемых на практике перфорационная жидкость с аминированным хлористым натрием (АХН), включающая улучшающие добавки аминов – 4...7% и щёлочи – до 1%, тем не менее уступает аналогичной по концентрации обработке NaCl всего с 0,3% ГИПХ-3. Только при насыщении растворов показатели «И» выравниваются, но по величине поверхностного натяжения обработки с ГИПХ-3 значительно эффективнее. Это указывает на высокий уровень многофункциональных модифицирующих добавок – КПАВ.

Исследования отстоя суспензии из непрогидратированного глинопорошка в растворах неорганических солей NaCl, KCl, CaCl<sub>2</sub>, MgCl<sub>2</sub> плотностью 1100 кг/м<sup>3</sup> подтвердили, что максимальные ингибирующие и коагулирующие свойства проявляет KCl. Последний интенсифицирует процессы ингибирования и коагулирования и при совместных обработках с другими солями. Но степень и интенсивность осветления в композициях солей не достигает величин для раствора KCl. Реагенты ИВВ-1 и ГИПХ-6Б также позволяют дополнительно повысить ингибирующие и коагулирующие свойства как в монорастворах, так и

в их композициях с KCl, причём первый эффективнее на ранней стадии опыта, а второй - в более позднее время. Наивысшая степень комплексного показателя (77%) получена в составе 0,1% ИВВ-1+KCl. В отличие от КПАВ гидрофобизатор ГКЖ-10 на ранней стадии, вследствие высокой щёлочности, выступает как пептизатор и замедляет осветление, а в последующем в зависимости от катиона электролитов разрыв уменьшает (в  $MgCl_2$  и  $CaCl_2$ ), выравнивает (в KCl) или превосходит (в NaCl) по величине ингибирования эти соли. Следовательно, предложенный усовершенствованный экспресс-метод позволяет проследить проявление комплекса свойств реагентов от пептизирующих, повышающих седиментационную устойчивость, до ингибирующих наряду с коагулирующими, ускоряющих седиментацию, в различные периоды их взаимодействия с глинистыми частицами.

Исследования увлажнения глин по методу ВНИИКРнефть, в частности текущей скорости увлажнения («V») спрессованных образцов глин, показали, что, несмотря на высокие ингибирующие свойства по другим методикам концентрированных растворов NaCl и NaCl + KCl, образцы глин в них развалились в течение первого часа. А в пресных растворах полимеров, КПАВ и их композиций с теми же солями образцы сохранили форму. Пресные растворы с 2% водорастворимого ИВВ-1 показали результат («V» = 10,6%/ч), соизмеримый с капсулирующим действием высокополимерного реагента ACCOTROL 0,5%-й концентрации («V» = 9,2%/ч). Также добавка 2% ИВВ-1 в насыщенный раствор NaCl («V»=3,5%/ч) позволяет заменить защитный полимер Finnfix почти аналогичной концентрации. Введение ИВВ-1 в композиции солей (NaCl, KCl,  $MgCl_2$ ) и КМЦ дополнительно уменьшает скорость увлажнения до минимально полученных величин -2,2...2,4%/ч.

Таким образом, КПАВ по всем исследованным методикам проявляют высокие качественные показатели на уровне лучших ингибиторов с различным механизмом действия, в то же время всегда усиливают положительное действие традиционных реагентов в совместных составах.

Исследования фазовых проницаемостей воды и керосина на насыпных песчаных моделях показали, что в изначально насыщенном углеводородом образце после прокачивания порции воды произошло замедление объемной скорости фильтрации керосина в 20 раз. А при последующем промыве водой её скорость фильтрации снизилась в 1,6 раза. В аналогичном эксперименте, но с добавкой в воду 1% водорастворимого ИВВ-1 скорость фильтрации керосина снизилась только в 3 раза, а скорость фильтрации воды уменьшилась в 3,2 раза. Следовательно, скорость фильтрации углеводородной жидкости выросла в 6,7 раза, что часто происходит при применении всех видов ПАВ и одновременно скорость фильтрации воды снизилась в 2 раза, а это нетипично для водорастворимых ПАВ. Эти положительные свойства данного КПАВ проявились вследствие гидрофобизации поверхности при специфической адсорбции, описанной ранее (во 2 главе).

В другой серии экспериментов производили фильтрацию уже через предварительно насыщенную водой песчаную модель. Исследовались пресные и солевые растворы, но с водоуглеводородорастворимым ИВВ-1 широкой фракции. Максимальное замедление объемной скорости фильтрации воды наблюдалось при содержании 1% ИВВ-1 в пресной воде, а наибольшее ускорение фильтрации керосина – при 1,5% ИВВ-1. Добавка водоуглево-

дородорастворимого КПАВ в раствор  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{NaCl}$  в десятки раз повышает скорость фильтрации керосина, а также на десятки процентов и кратно замедляет скорость фильтрации воды. Наилучшие показатели при высоком содержании соли в растворе плотностью  $1180 \text{ кг/м}^3$  получены в составе  $\text{NaCl} + 1\%$  ИВВ-1. Скорость фильтрации воды уменьшилась ~ в 3 раза, а керосина выросла ~ в 88 раз. Следовательно, КПАВ, одновременно растворимые в воде и углеводородах, способны проявить высокие гидрофобные свойства независимо от изначальной смачиваемости коллектора полярной или слабополярной жидкостью.

В качестве жидкостей гидроперфорации исследовались полимерные, пресные и минерализованные глинистые суспензии, а также промывочные растворы после бурения скважин. Так как все они имеют недостаточные ингибирующие и гидрофобизирующие свойства, предусматривалось повышение этих свойств традиционными реагентами НТФ и ГКЖ, а также предлагаемыми нами ГИПХ-3 и ИВВ-1.

Гидроперфорация обсадной трубы показала, что относительная скорость резки на приготовленной суспензии из бентонита с содержанием твердых веществ (ТВ-песка и пр.) до 0,05% с увеличением количества глинистой фазы ГФ – от 4 до 10% повышается и удовлетворительно аппроксимируется прямой. При наличии кавитационных явлений скорость гидроперфорации обсадной трубы примерно на 25% выше. Скорость гидравлической резки с удлиненной насадкой примерно на одну треть выше, чем при серийной короткой. Диаметр размытого входного отверстия в обсадной трубе в 2,9...3,8 раза больше диаметров насадков (5,2 и 9 мм) гидроперфоратора. Опыты показали, что полимерные растворы не обладают достаточной режущей способностью; так, за 85 мин воздействия на трубе были отмечены только следы.

Наилучшие стендовые результаты получены при гидроперфорации на буровом растворе, даже небольшой плотности –  $1120 \text{ кг/м}^3$ , с количеством ГФ=17% и ТВ=0,9%, отобранном после бурения и обработанном катионным ПАВ. Необходимое время около 5 минут гидроперфорации на ЕГР оказалось по прогнозным оценкам кратно (примерно, в 3,5 раза) меньшим, чем на растворах, приготовленных из глинопорошков с эквивалентным содержанием ГФ, но при ТВ<0,05%. Следовательно для эффективного проведения ГП важно учитывать не только количество ГФ, но и то, что их отличает, а именно, присутствие ТВ, находящихся для промывочных растворов Западной Сибири обычно в пределах 0,5...2,0%. Замечено, что отечественные насосные агрегаты удовлетворительно работают до концентрации КПАВ в глинистых растворах, не превышающей 0,05...0,07%. Далее наряду с усилением аэрации и вспенивания раствора возникают биения в насосах.

Разработанные нами конструкции гидроперфораторов ССГ-1, ССГ-2 и ПГУ-118 выполнены в секционном исполнении с новыми функциональными узлами, главный из которых фиксатор. Отличительной особенностью является то, что фиксатор изготовлен в маслonaполненном исполнении. Выдвижные штоки фиксатора подпружинены и срабатывают под действием разности давлений в трубном и затрубном пространствах НКТ. Фиксирование гидромониторов перфоратора в рабочем режиме позволяет сократить время точечного воздействия высокоскоростной струи на перфорационный канал и увеличить длительность разрушающего воздействия по оси струи. ПГУ-118 дополнительно снабжен

циркуляционным и опрессовочным клапанами для облегчения условий работы бригады и предупреждения неконтролируемого размыва НКТ.

**В пятой главе** приведены результаты промышленных испытаний КПАВ в составе технологических жидкостей при бурении и перфорации для первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, в том числе при гидроперфорации скважин.

Отметим характерные и принципиальные моменты внедрения, указывающие на повышение эффективности промысловых работ.

При обработке буровых растворов водоуглеводородорастворимым ГИПХ-3 в количествах 0,1...0,3% структурно-реологические показатели существенно не изменялись, но происходило уменьшение плотности от исходных 1155...1230 кг/м<sup>3</sup> до 1110...1167 кг/м<sup>3</sup> и содержания коллоидной фазы – от 1,98...2,91% до требуемых величин  $C_k = 1,49...1,90\%$ . В результате в сочетании с другими эффектами КПАВ при высокооборотном режиме турбинного бурения увеличились проходка на долото ( $h_d$ ) на 55% и механическая скорость бурения ( $V_m$ ) на 18%, а при использовании низкооборотных долот и высокомоментных забойных двигателей показатели увеличились  $h_d$  - на 22...42% и  $V_m$  - на 28...79%. Применение реагента ГИПХ-3 на 12 скважинах Ноябрьского региона при глубинах более 2500 м, т.е. на протяжении 1...3 долблений уже привело к снижению себестоимости 1 м проходки, примерно на 0,5...1,5% в ценах 1989 г. А экономический эффект от применения ГИПХ-3 на 13 скважинах Когалымского нефтегазового региона только в результате улучшения показателей бурения составил в среднем 4 тыс.руб. на 1 скв. в ценах 1990 г.

Ингибирующая способность фильтратов буровых растворов при традиционных видах химобработки варьировалась в пределах 63,2...72,2%, а после введения ГИПХ-3 улучшилась – «И» = 76,3 ...87,9%. Также происходило благоприятное снижение показателя «У» на 31...41%, а  $\sigma$  фильтров уменьшилось от 25,1...27,5 мН/м до 10...14 мН/м. В итоге фактические дебиты при освоении были равными или выше плановых на величины до 49%. Удельные дебиты экспериментальных скважин оказались на уровне лучших базовых, а порой в 1,5...1,7 раза выше. Сроки освоения на опытных скважинах были иногда до 2...3 раз меньше, чем на базовых.

Обработка бурового раствора водорастворимым ИВВ-1 в количествах 0,1...0,2% при отсутствии механических средств очистки в геологоразведке привела к желаемому снижению количества  $C_k$  до значений 1,6...1,8%,  $\sigma$  фильтров понизилось примерно на 30% и составило 11,6...13,0 мН/м, показатели «И» достигали максимальных величин 91,8...93,8%. Как следствие, при первичном вскрытии на модифицированном растворе и вторичном вскрытии на солевом растворе с 0,3% ИВВ-1 удельные дебиты на экспериментальных скважинах по осредненным данным были почти в 1,8 раз выше, чем на базовых скважинах.

Комплексные работы на 3 скважинах Суторминского месторождения по применению углеводородорастворимого СНПХ-6012 0,3%-й концентрации в промысловой и перфорационной жидкости совместно с использованием двухсоплового вихревого кольматора (пат. 2049903) при первичном вскрытии дали максимальный положительный эффект. Так, удельные дебиты нефти в первые месяцы эксплуатации на опытных скважинах в 2 раза превысили значения по базовым скважинам. Обводненность продукции к концу

первого полугодия на базовых скважинах порой достигала три четверти от дебита нефти, а на опытных скважинах вода отсутствовала. Увеличение затрат на строительство скважины произошло на 1,5...2,0% (~1 млн руб. в ценах 1993 г.), а дополнительная добыча нефти лишь только за первый месяц эксплуатации составила в среднем 135 т нефти на 1 скв. на сумму 2,7 млн руб.

Обработка бурового раствора реагентом СНПХ-6012 позволила уменьшить коэффициент кавернозности ( $K_k$ ) ствола скважин от 1,3 на базовых до 1,0...1,1 на опытных скважинах Муравленковского месторождения, а на Суторминском совместно с вихревым кольмататором ствол остался номинального диаметра ( $K_k = 1,0$ ), что и подтвердилось выходом избытка (до 15...20 м<sup>3</sup>) тампонажного раствора при цементировании обсадных колонн. Также уменьшилась липкость глинистой корки до значений, близких к нулевым показателям коэффициента трения корки с металлом.

Точечная гидроперфорация на естественном буровом растворе нормальной плотности, обработанном КПАВ, после РИР и первичная сразу после крепления при близком (от 5 до 1 м) расположении водоносных горизонтов позволила успешно снизить обводненность продукции скважин наполовину или вплоть до получения безводной нефти со сравнительно высокими дебитами. Несмотря на то, что затраты на перфорацию пласта мощностью в 10 м кумулятивным методом примерно на 20% меньше, чем на гидроперфорацию, последняя исключала проведения РИР по борьбе с водопритокком, тогда как после прострелочно-взрывных работ, как правило, проводили РИР. При этом стоимость РИР более чем в 4,5 раза превышала затраты на кумулятивную перфорацию.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Обосновано применение катионных ПАВ в качестве ингибирующих, флокулирующих, гидрофобизирующих и поверхностно-активных добавок в технологические растворы на водной основе для вскрытия полимиктовых коллекторов.

2. Экспериментально установлен механизм флокулирования твердой фазы глинистых растворов катионными ПАВ, и на его основе описаны характерные моменты процессов конгломерации в зависимости от их концентрации, растворимости в воде и углеводородной жидкости, методов обработки и дополнительных условий (температуры, разбавления водой).

3. Уточнен механизм адсорбции водорастворимых фракций катионных ПАВ на отрицательно заряженной поверхности, смоченной неполярной жидкостью, указаны пути проникновения последних в пространство между слоем углеводорода и твердой подложкой для последующей гидрофобизации поверхности.

4. Выявлено и объяснено влияние катионных ПАВ на технологические процессы бурения скважин, в частности: на увеличение скоростных показателей бурения за счет регулирования содержания твердой фазы раствора и гидрофобных эффектов, смену прежней глинистой корки на упрочненную и менее проницаемую гидрофобную, улучшение фрикционных свойств в контактных зонах «бурильная колонна – обновленная глинистая корка» при сов-

местном применении с углеводородной смазочной добавкой, уменьшение толщины и проницаемости кольматационного экрана в горной породе сфлокулированными частицами глины.

5. Показана возможность применения седиментационно устойчивых неутяжеленных глинистых растворов, модифицированных катионными ПАВ, при гидроперфорации скважин и разработаны конструкции гидроперфораторов для точечного формирования каналов с повышенными надежностью, эффективностью и функциональными способностями.

6. Разработанные модифицированные растворы, технологии и устройства прошли успешные испытания на месторождениях Западной Сибири, причем для ускоренного отделения избытка твердой фазы из глинистого раствора и достаточного улучшения ингибирующих, поверхностно-активных и гидрофобных свойств фильтратов рекомендуется использовать водонефтерастворимые КПАВ (ГИПХ-3) для достижения максимальных ингибирующих и поверхностно-активных свойств фильтратов - водорастворимые КПАВ (ИВВ-1), а для получения эффекта в основном за счет гидрофобизации – углеводородорастворимые КПАВ (СНПХ-6012).

**Основные положения диссертации опубликованы в 63 научных трудах,  
в том числе в следующих основных печатных работах:**

1. Муняев В.М., Петров Н.А., Селезнев А.Г. и др. Повышение показателей бурения в результате применения флокулянтов // Пути повышения эффективности и качества строительства нефтяных скважин Западной Сибири: Сб. науч. тр.-Тюмень : СибНИИНП, 1990.- С. 33-37.

2. Муняев В.М., Петров Н.А., Коренько А.В. Промышленные испытания реагента ГИПХ-3 при первичном вскрытии продуктивных пластов // Совершенствование технологий бурения, крепления и освоения скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири: Сб. науч. тр.-Тюмень : СибНИИНП, 1991.- С. 16-18.

3. Муняев В.М., Петров Н.А., Коренько А.В. и др. Исследования ингибирующих свойств реагентов буровых растворов // Совершенствование технологий бурения, крепления и освоения скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири: Сб. науч. тр.-Тюмень: СибНИИНП, 1991- С. 35-39.

4. Обработка буровых растворов на месторождениях Западной Сибири /Н.А.Петров, В.М.Муняев, А.Г.Селезнев// Э-И. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 1991.- Вып.9.- С. 48-52.

5. Стендовые исследования гидроперфорации /А.В.Коренько, Н.А.Петров// Э-И. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М. : ВНИИОЭНГ/ 1991.- Вып. 11.- С. 18-24.

6. Внедрение ингибитора-флокулянта ГИПХ-3 на месторождениях Западной Сибири /Н.А.Петров, А.Г.Селезнев, В.М.Муняев// Э-И. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.:ВНИИОЭНГ, 1991.- Вып. 11.- С. 34-37.

7. Применение реагента ГИПХ-3 и ИВВ-1 в качестве ингибиторов-флокулянтов буровых растворов /Н.А.Петров, А.Г.Селезнев//. Э-И. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.: ВНИИОЭНГ, 1992.- Вып. 7. - С. 22-28.

8. Результаты лабораторных исследований и промышленных испытаний реагента ИВВ-1 при вторичном вскрытии нефтяных пластов /Н.А. Петров, А.Г.Селезнев, Т.М.Ульянова // Э-И. Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1992.- Вып. 10.- С. 9-14.
9. Глушение скважин водными растворами с добавкой ИВВ-1 /Н.А.Петров, А.И.Есипенко, М.Л.Ветланд// НТЖ. Сер. Нефтепромысловое дело. - М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- Вып. 2. - С. 15-18.
10. Многоцелевые технологические жидкости с добавкой ГИПХ-3 /Н.А.Петров, В.М.Муняев// Э-И. Сер. Нефтепромысловое дело.-М.:ВНИИОЭНГ, 1993.- Вып. 3. - С. 9-12.
11. Совершенствование техники и технологии гидравлической перфорация на месторождениях Западной Сибири /А.В.Коренько, Е.Т.Струговец, Н.А.Петров// НТЖ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- Вып. 6-7.- С. 24-27.
12. Результаты исследований и испытаний гидрофобизатора ИВВ-1 при обработках призабойных зон /Н.А.Петров, А.И.Есипенко, В.В.Калашнев и др.// Э-И. Сер. Нефтепромысловое-дело.- М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- Вып. 8.- С. 6-14.
13. Применение гидрофобизатора ИВВ-1 при вскрытии продуктивных горизонтов /А.В.Коренько, Н.А.Петров, И.Н.Давыдова и др.// Э-И. Сер. Нефтепромысловое дело.- М.: ВНИИОЭНГ, 1993.- Вып. 9.- С. 12-17.
14. Исследования процессов флокулообразования в глинистых растворах при обработке реагентами АНП-2- и ГИПХ-3 /В.М.Муняев, Н.А.Петров, И.Н.Давыдова// НТЖ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- Вып. 2.- С. 4 – 8.
15. Преимущества и недостатки гидропескоструйной перфорации, её отличие от гидроперфорации и обоснование различных конструкций перфораторов /Н.А.Петров// НТЖ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 1994. –Вып. 2.- С. 16-19.
16. Влияние катионных ПАВ на технологические свойства буровых растворов /Н.А.Петров, В.М.Муняев// НТЖ. Сер. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.- М.: ВНИИОЭНГ, 1994.- Вып. 3.- С. 23 - 24.
17. Петров Н.А., Коренько А.В., Струговец Е.Т. и др. Точечная гидроперфорация скважин малоабразивными жидкостями.: (Обзор.информ.).- М.: ВНИИОЭНГ, 1995.- 60 с.
18. Петров Н.А., Селезнев А.Г., Есипенко А.И. и др. Совершенствование технологии солянокислотных и глинокислотных обработок, нефтяных и нагнетательных скважин: (Обзор.информ.).- М.: ВНИИОЭНГ, 1995.- 96 с
19. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко.А.И. и др. Химреагенты и материалы для буровых растворов: (Обзор.информ.: В 2 ч.). - М.: ВНИИОЭНГ, 1997.- Ч. 1.- 65 с.- Ч. 2.- 72 с.
20. Петров Н.А., Коренько А.В., Есипенко А.И., Агзамов Ф.А.и др. Комплексная технология строительства скважин с использованием гидрофобизаторов в технологических жидкостях и высокочастотных технических средств для обработки стенок скважин в компоновках колонн: (Обзор.информ.).- М.: ВНИИОЭНГ, 1997.- 72 с.

21. Петров Н.А., Кореняко А.В., Типикин С.И. и др. Конструкции забоев скважин в геолого-технических условиях Ноябрьского региона: (Обзор.информ.).– М.: ВНИИОЭНГ, 1997.-68 с.

22. Петров Н.А., Сагдеев Ш.Х., Есипенко А.И. и др. Регулирование основных и специальных свойств буровых растворов: (Обзор.информ.).– М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 31 с.

23. Пат. 2006498 РФ. Буровой раствор/ Н.А. Петров, А.Г. Селезнев.-№5023312/03; Заявлено 11.12.91// Изобретения.- 1994.- № 2.

24. Пат. 2038465 РФ. Устройство для гидropескоструйной перфорации скважины /Н.А.Петров .- № 92012917/03; Заявлено 21.12.92//Изобретения.- 1995.- № 18.

25. Пат 2049903 РФ. Устройство для стабилизации ствола наклонной скважины при бурении забойным двигателем /В.М.Шенбергер, Ю.С.Кузнецов, В.П.Овчинников, Г.П.Зозуля, В.А.Пыталев, Р.Х.Ибрагимов, Н.А.Петров.-№5027297/03; Заявлено 18.02.92// Изобретения. – 1995. - № 34.

26. Пат. 2054525 РФ. Способ заканчивания скважин/ Н.А.Петров, И.С.Хаеров, М.Л.Ветланд .-№5046284/03; Заявлено 08.06.92// Изобретения.- 1996.- № 5.

27. Пат. 2059788 РФ. Способ заканчивания нефтяных скважин /Н.А.Петров, Ш.Х.Сагдеев.-№93029493/03; Заявлено 15.06.93 // Изобретения. – 1996. - № 13.

28. Пат. 2061846 РФ. Гидравлический перфоратор /Н.А.Петров .-№92012193/03; Заявлено 21.12.92// Изобретения. - 1996.- № 16.

29. Пат. 2061851 РФ. Устройство для гидроперфорации скважины /Н.А.Петров.- №93051050/03; Заявлено 27.10.93 // Изобретения. – 1996. - № 16.

30. Пат. 2065920 РФ. Наддолотный кольмататор/ Н.А.Петров.- №93049425/03; Заявлено 27.10.93// Изобретения. – 1996. - №24.

Подписано в печать 14.11.03. Формат 60x84 1/16. Бумага офсетная.

Печать трафаретная. Печ. листов 1,5. Тираж 90. Заказ 299.

Издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета

Типография Уфимского государственного нефтяного технического университета

Адрес издательства и типографии: 450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.