



Министерство образования и науки Российской Федерации
Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина
(Национальный исследовательский университет)
НОЦ «Промысловая химия»
НП «Содействие развитию нефтегазового образования»

МАТЕРИАЛЫ

VII Всероссийской научно-практической конференции

НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

27-28 июня 2012 года

посвященной 85-летию кафедры Органической химии и химии нефти

Москва
Июнь 2012 г.

ОРГКОМИТЕТ

Председатель:

Мартынов В.Г. – ректор РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Заместители председателя:

Силин М.А. – первый проректор по стратегическому развитию НИУ, зав. кафедрой технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, ген. директор ЗАО «Химеко-ГАНГ»

Кошелев В.Н. - первый проректор по учебной работе, зав. кафедрой органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Мурадов А.В. - проректор по научной работе РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Тонконогов Б.П. – декан факультета химической технологии и экологии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Члены оргкомитета:

Королёнок А.М. -декан факультета проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта РГУ нефти и газа им.. И.М.Губкина

Лыков О.П. - профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина

Магадова Л.А. -директор НОЦ «Промысловая химия», профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Мищенко И.Т. -декан факультета разработки нефтяных и газовых месторождений, зав. кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Низова С.А. -профессор кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Оганов А.С. -зав.кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Стрижнев К.В. -начальник управления Инженерно-технического сопровождения проектов ООО «Газпромнефть НТЦ»

Телин А.Г. - зам. ген. директора ООО «РН-Уфанипинефть»

Хасанов М.М. - ген.директор ООО «Газпромнефть НТЦ»

Чертенков М.В. -начальник департамента добычи нефти ОАО «ЛУКОЙЛ»

Секретари оргкомитета:

Иванова Л.В. - доцент кафедры органической химии и химии нефти РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Давлетшина Л.Ф. - доцент кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ И НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КАФЕДРЕ ОРГАНИЧЕСКОЙ ХИМИИ И ХИМИИ НЕФТИ

В.Н.Кошелев

Российский государственный университет нефти и газа им.И.М.Губкина
119991, г.Москва, Ленинский проспект, д.65,к.1.
Тел.(499)135-85-86, koshelev.v@gubkin.ru

В 2012 году кафедре органической химии и химии нефти Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина исполняется 85 лет. Она была организована в 1927 году академиком Сергеем Семеновичем Наметкиным как кафедра химии нефти на нефтяном факультете Московской горной академии и в 1930 году вошла в состав технологического факультета вновь организованного Московского нефтяного института им. И.М.Губкина.

С 1927 г. на вновь организованной кафедре химии нефти С.С.Наметкин впервые в СССР читает студентам нефтяного факультета курс химии нефти. На основе этого курса им была написана и в 1932 году издана монография “Химия нефти”.

В 1932-37 гг. С.С.Наметкиным был открыт и изучен новый тип превращений этиленовых углеводородов, который был им назван гидродегидрополимеризацией. В эти же годы С.С.Наметкин обратил внимание исследователей на новое направление – синтез модельных углеводородов. Это направление впоследствии было успешно развито на кафедре работами проф. А.А.Петрова, проф. Г.Н.Гордадзе и сотрудников.

С 1954 г. на кафедре под руководством академика А.В.Топчиева и доц. Г.М.Цигуро проводились фундаментальные исследования процесса фотохимического сульфоокисления различных соединений алифатического ряда. В результате детального изучения химизма сульфоокисления модельных алканов были разработаны основы технологии процесса получения биоразлагаемых алкилсульфонатов. Логическим развитием этих работ явилось изучение процесса фотохимического сульфоокисления алифатических карбоновых кислот и их функциональных производных – сложных эфиров, ангидридов, нитрилов (чл.корр. Н.С.Наметкин, доц. Л.Г.Ачкасова, доц. Г.М.Цигуро и др.).

В 1964 г. под руководством чл.корр. Н.С.Наметкина были начаты фундаментальные исследования по синтезу азотсодержащих ПАВ на основе нефтехимического сырья, изучению их коллоидно-химических свойств и поиску путей их практического использования.

В 1965-71 гг. под руководством чл.корр. Н.С.Наметкина и доц. Г.Н.Егоровой был проведен цикл работ по синтезу ПАВ на основе нафтенных кислот: гидрирование до нафтенных спиртов с последующим

оксипропилированием и сульфированием полученных моноэфиров полиоксипропиленгликолей.

В 60-х годах в химии поверхностно-активных соединений отчетливо определилось новое направление – создание ПАВ различных типов и назначений на основе пяти- и шестичленных азотсодержащих гетероциклов с одним, двумя или тремя атомами азота в цикле. Эти ПАВ обладают целым рядом преимуществ по сравнению с традиционными видами ПАВ – они, как правило, легкодоступны, нетоксичны, обладают хорошими поверхностно-активными свойствами при малых концентрациях и т.д.

С 1970 г. под руководством чл.-корр. АН СССР, проф. Н.С.Наметкина и доц. В.Д.Тюрина проводились исследования по изучению взаимодействия карбониллов железа и их производных с индивидуальными диеновыми, сернистыми и азотистыми соединениями, а также природными аналогами этих соединений, находящимися в нефтях и продуктах переработки нефти. Были изучены свойства продуктов этих реакций и установлено существование принципиально нового типа кластерных комплексов с азотистыми и сернистыми лигандами.

Начиная с 1980 г. под руководством проф. А.Ф.Лунина и доц. В.И.Келарева проводятся работы по синтезу и изучению свойств ПАВ на основе производных пиридина и сим-триазина. В 1985-88 гг. были разработаны методы получения четвертичных солей алкилпиридинов, обладающих хорошими поверхностно-активными свойствами.

С 80-х годов на кафедре проводятся исследования по синтезу неионогенных ПАВ на основе производных сим-триазина. Интерес к таким производным обусловлен с одной стороны уникальными свойствами получаемых производных, а с другой – в использовании для их получения доступных исходных веществ и полупродуктов.

В 1982-1985 гг. под руководством проф. Р.А. Караханова был проведен цикл работ по синтезу модельных алкилбензолов различного строения на основе бензола, его гомологов (толуол, п-ксилол, п-диэтилбензол) и α -олефинов C_8 - C_{18} . Начаты работы по синтезу фурановых производных.

Многие научные исследования, проводимые на кафедре до начала 90-х годов носили академический характер. При этом методы синтеза различных органических производных были защищены авторскими свидетельствами и рекомендованы для промышленного использования.

В начале 90-х годов на кафедре организуется малое предприятие «Химеко», которое начало свою работу с утилизации кислородных прудов под Ярославлем и Н.Новгородом и первым техническим продуктом, который был выпущен этой фирмой был ПАВ «Нефтенол ВП», который нашел применение для обработки призабойной зоны пласта. В те же годы были начаты работы по созданию гелирующего комплекса для получения углеводородных гелей для ГРП и в 1993 г. в Нефтеюганске прошли его первые промышленные испытания.

В 2000 г. по инициативе кафедры был создан институт промышленной химии, который объединил ученых многих кафедр различных факультетов, работающих в области разработки, производства и применения различных химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности. Сегодня институт преобразован в НОЦ.

В настоящее время на кафедре творческий, работоспособный коллектив, способный решать различные задачи.

Под руководством проф. В.Д.Рябова проводятся фундаментальные исследования каталитических превращений индивидуальных углеводородов различных рядов, нефтяных фракций и газоконденсатов в условиях гетерогенного катализа.

Интересным научным направлением, развиваемым на кафедре под руководством проф. Сафиевой Р.З., является физикохимия нефтяных дисперсных систем. В основе этого направления лежат представления о тесной взаимосвязи микропараметров дисперсного состояния различных НДС и их технологических показателей в процессах транспортировки и переработки нефти. Другим перспективным направлением, развиваемым проф. Р.З.Сафиевой, является хеометрика нефтяных систем - междисциплинарная область знания, позволяющая корреляционными методами разработать экспресс-методики анализа состава и показателей качества продуктов нефтепереработки и нефтехимии взамен традиционных методов химического анализа.

Под руководством доц. Л.В.Ивановой проводятся исследования по разработке методов борьбы с осложнениями при добыче, транспорте, подготовке и хранении высоковязких и парафинистых нефтей.

Под руководством проф. В.Н.Кошелева продолжаются исследования по синтезу и превращениям азот- и кислородсодержащих гетероциклических соединений.

Под руководством проф. Г.Н.Гордадзе проводятся как фундаментальные исследования происхождения нефти, так и прикладные работы в области нефтегазопромысловых и нефтегазопромысловых геохимии.

На кафедре всегда большое внимание уделялось проведению учебного процесса и его учебно-методическому обеспечению. В учебном практикуме по химии нефти создан Музей химии нефти имени С.С.Наметкина, который создает для студентов условия постоянной визуализации научной информации по составу, химическим превращениям и переработке углеводородов и гетероатомных соединений нефти.

В 2012 г. кафедра разработала новую программу магистерской подготовки «Химия углеводородов нефти», на которую открыт прием уже в этом году. У кафедры много творческих планов в области развития учебной и научной деятельности и мы верим, что нашим дружным коллективом мы их успешно реализуем.

Секция 1. РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН

РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ ГАЗА

М.А.Силин, Л.А. Магадова, Н.Н.Ефимов, В.А. Нескин, В.Б. Губанов

Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
Тел.: (499) 135-11-92, efimovniknik@mail.ru

Одной из проблем эксплуатации газовых скважин, пласты которых образованы песками и слабосцементированными породами является разрушение призабойной зоны пласта и поступление в скважины песка, что приводит к образованию песчаных пробок и снижению продуктивности скважины.

Решение данной проблемы связано с необходимостью предотвращения пробкообразования в скважинах, повышения их производительности, уменьшение затрат на текущий и капитальный ремонт скважин.

На сегодняшний день существует ряд эффективных технологий для укрепления призабойной зоны пласта и предотвращения выноса песка, которые используются в зависимости от конструкции забоя скважин, времени эксплуатации, геологических и температурных параметров. Наиболее эффективны методы борьбы с пескопроявлениями, в основе которых лежит принцип предотвращения выноса песка в скважину. С этой целью применяются химические, физико-химические, механические методы и их комбинации для крепления пород пласта в призабойной зоне скважин.

Предлагаемая технология относится к химическим методам и может быть применена для проведения ремонтно-восстановительных работ для крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин используемых для подземного хранения газа. Технической задачей предложения является создание простого и эффективного способа борьбы с пескопроявлениями в скважинах за счет формирования прочного, стойкого к знакопеременным нагрузкам фильтра.

Задача решается предлагаемым способом крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин, включающим создание фильтра путем приготовления и закачки полимерного состава на основе

кремнийорганической смолы и органического растворителя с последующей выдержкой для отверждения полимерного состава.

Новизной является использование композиции на основе модифицированной кремнийорганической смолы с добавками отверждающего агента в органическом растворителе, которую продавливают в пласт гидрофобной жидкостью и производят выдержку на реагирование и отверждение в течение суток.

Преимуществом по сравнению с другими составами является повышение эффективности борьбы с пескопроявлениями в скважинах за счет формирования прочного полимерного фильтра, не разрушающегося под действием воды и больших депрессий, и обладающего высокой проницаемостью по газу, а также возможность быстрого проведения ремонтных работ с минимальными затратами.

ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ КОМПАНИИ «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ» (ГК «ХИМПРОМ») ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТА СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Д. Ефимов¹, И.Л. Леушин²

1ООО «Синергия технологий»,
420095, г. Казань, ул. Восстания, 100, sin_tech@mail.ru,
²ООО «Химпром»,
617060, Пермский край, г. Краснокамск, ул. Ленина, 1,
i.leushin@himprom-group.ru

Научно-производственная компания «Синергия технологий» на протяжении нескольких лет занимается разработкой химических реагентов и технологий с их применением для различных технологических процессов добычи нефти и газа. Тесное взаимодействие с заказчиками, среди которых крупнейшие нефте-, газодобывающие предприятия России, позволяет компании «из первых уст» получать информацию о существующих технологических проблемах, что дает возможность разрабатывать и совершенствовать выпускаемые реагенты в соответствии с поставленными задачами.

Одним из подобных примеров является положительный опыт сотрудничества «Синергии технологий» с компанией «Газпром подземремонт Оренбург», входящей в структуру ОАО «Газпром» и занимающейся проведением работ по капитальному и текущему ремонту

скважин. Благодаря сотрудничеству, разработан и внедрен ряд реагентов, которые сегодня успешно применяются ООО «Газпром подземремонт Оренбург» в различных технологических процессах при проведении ремонта скважин на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ОНГКМ).

Несмотря на большой ассортимент поверхностно-активных веществ, предлагаемых химической промышленностью, далеко не все способны удовлетворить сложным требованиям, предъявляемыми современными технологическими процессами. Одной из причин несоответствия является узкая функциональная направленность однокомпонентных ПАВ. Альтернативой им могут стать смеси ПАВ, зачастую обладающие свойствами, отличными от свойств компонентов, входящих в их состав. Применение подобных реагентов позволяет решить сложные, порою противоречивые технологические задачи. За счет оптимального подбора состава, структуры и соотношения ПАВ в системе можно добиться синергетического эффекта их действия и повышения эффективности работы реагента.

На ОНГКМ хорошо зарекомендовал себя комплексный реагент «Биксол», который представляет собой систему специально подобранных катионных и неионогенных синтетических ПАВ. Реагент «Биксол» предназначен для глушения скважин, первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, обработки призабойной зоны пласта в составе кислотных составов. Реагент «Биксол» производится ООО «Химпром» (г. Пермь) на основании лицензионного соглашения в соответствии с ТУ 2482-003-91222887-11.

С применением реагента «Биксол» проведено свыше 26 операций по мицеллярной спиртопенокислотной обработке скважин. По своей эффективности «Биксол» превосходит ранее используемые однокомпонентные ПАВ за счет эффекта синергии. Он проявляется в облегчении процесса мицеллообразования благодаря совместному действию специально подобранных ПАВ, дополняющих друг друга при формировании мицелл. Использование реагента в процессе приготовления мицеллярных спиртокислотных растворов позволило существенно повысить качествоготавливаемых растворов, даже в условиях недостаточного перемешивания при приготовлении растворов в промысловых условиях. Это в свою очередь позволило повысить эффективность операций по микроэмульсионной кислотной обработке. Эффективность операций возросла в 1,3 - 1,5 раза.

Помимо этого с применением реагента «Биксол» выполнено свыше 40 операций по вызову притока в процессе освоения скважин с применением азотосодержащих пен. Применение указанного ПАВ

позволило получить стабильную мелкодисперсную пену, устойчивую к загрязнениям присутствующим в используемой для приготовления технической воде.

Помимо эффективности использования не следует забывать о таком важном факторе, как удобство работы в реальных промышленных условиях, особенно это важно при отрицательных температурах окружающей среды. По сравнению с рядом отечественных ПАВ комплексное ПАВ «Биксол» имеет температуру замерзания не выше – 25 С°, что существенно облегчает его использование в холодное время года.

Другим представителем комплексных ПАВ является реагент «Неоминол» (ТУ 2458-002-91222887-11), представляющий собой смесь неионогенного и анионных ПАВ. «Неоминол» обладает прекрасным моющим эффектом. Реагент проявляет хорошие деэмульгирующие свойства, что способствует повышению эффективности освоения скважин, особенно нефтяных.

«Неоминол» используется в составах, применяемых для обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин, с целью доотмыва остаточной нефти и интенсификации добычи или приемистости, для удаления АСПО и снижения гидравлических потерь в скважинах и трубопроводах, особенно при добыче и транспортировке высоковязкой нефти и водонефтяных эмульсий. Реагент может использоваться для разрушения стойких водонефтяных эмульсий в призабойной зоне пласта и как добавка в сшитые полимерные составы.

На ОНГКМ «Неоминол» показал высокую эффективность при выполнении операций по декольматации призабойной зоны скважин с применением высокоструктурированных пен. По результатам 5 операций отмечено повышение эффективности очистки ПЗП скважин, выраженное в большей интенсивности выноса загрязнений на начальном этапе и сокращении времени на производство работ по сравнению с применяемым ранее неионогенным ПАВ ОП-10.

В настоящее время для приготовления тяжелых технологических жидкостей глушения на ОНГКМ успешно применяется солевая композиция «Титан».

Состав «Титан» марки А (максимальная плотность - 1,6 г/см³) применяется на ОНГКМ для вскрытия вышележащей продуктивной залежи Филиповского горизонта путем перфорации обсадной колонны. На основе композиции в общем сложности приготовлено 180 м³ раствора с диапазоном плотностей от 1,42 г/см³ до 1,53 г/см³. В отличие от ранее применявшегося аммонизированного раствора нитрата кальция солевой состав «Титан» обладает гораздо меньшей коррозионной активностью, а также простотой приготовления и регулирования плотности раствора.

Композиция совместима с рассолами на основе других солей. Возможно повторное использование растворов, приготовленных на основе состава «Титан» и их дополнительная обработка с целью доутяжеления или разбавления.

Физико-химические свойства состава «Титан» марки А

Параметр	Значение
Плотность раствора, г/см ³	до 1,6
Вязкость условная при истечении 500 см ³ , с	до 170
Скорость коррозии стали «Д», ед.	менее 1,130

Одной из последних перспективных разработок ООО «Синергия технологий» является состав на углеводородной основе приготовленного с применением реагента Unisolt-M для блокирования ПЗП при глушении скважин. Для приготовления блокирующего состава в качестве основы используется газовый конденсат или нефть месторождения, на котором осуществляется использование состава, с добавлением загустителя Unisolt-M и раствора активатора. Состав представляет собой высоковязкую гелеобразную жидкость, обладающую псевдопластичными свойствами.

Физико-химические свойства блокирующего состава Unisolt-M:

Параметр	Значение
Плотность, г/см ³	0,77-1,20
Вязкость условная при истечении 500 см ³ , с	от 150 до нетекучего состояния
Вязкость пластическая при 20° С, Па*с	От 37
Динамическое напряжение сдвига, дПа	От 120
Термостабильность, °С	До 85

Преимуществом состава на углеводородной основе является минимальное негативное воздействие на продуктивность скважин.

Уникальная блокирующая способность состава Unisolt-M подтверждена лабораторными испытаниями на тестере проницаемости, с использованием керамических пластинок с проницаемостью 10 Дарси. При перепаде давления 20 МПа фильтрация за 30 минут составила менее 1 мл.

С целью обеспечения прокачиваемости состава при постановке блокирующей пачки, в виду его высоких реологических и структурных свойств, приготовление состава осуществляется в два этапа. На первом этапе в углеводородную фазу в необходимом количестве вводится реагент Unisolt-M и специально обработанный карбонатный утяжелитель. Утяжелитель вводится до плотности, выше плотности основы $0,02 \text{ г/см}^3$ во избежание всплытия блокирующего состава. При этом жидкость остается прокачиваемой для насосных агрегатов. При наличии в продуктивном пласте зон с трещиноватой проводимостью в состав дополнительно вводится чешуйчатый карбонатный кольматант «Карбокол». Последней и основной стадией является ввод специального активатора М-1 с целью набора составом требуемых вязкостных и структурных свойств.

Для удаления кольматанта и ускорения выхода скважины на режим, рекомендуется провести соляно-кислотную обработку с применением специального комплекса добавок на основе поверхностно-активных веществ. Состав отлично реагирует на соляно-кислотную обработку, снижая свою вязкость практически до исходной вязкости углеводородной основы.

Поскольку свойства состава сохраняются в течение длительного промежутка времени, его можно использовать, для консервации скважин.

В настоящее время проведена доработка состава под условия ОНГКМ с целью обеспечения поглощения остаточного сероводорода и меркаптанов, зачастую содержащихся в конденсате, используемом при приготовлении блок пачек.

В 2012 году планируется провести опытно-промышленные испытания модифицированного состава.

Подводя итоги работ, выполненных с применением реагентов производства ООО «Синергия технологий» на площадях Оренбургского НГКМ, можно сделать вывод, что совместная работа Заказчика, Разработчика и Производителя позволила применить при производстве ремонтных работ на скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения современные материалы, позволившие снизить издержки и обеспечить высокое качество ремонтных работ.

САТУРИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННЫХ ОТКАЗОВ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

И.Г. Ключин¹, А.А. Рязанов²

¹ТНК-ВР Менеджмент, ²ОАО Самотлорнефтегаз

По данным за 2010 год причиной 87% отказов ЭЦН (312 случаев) с наработкой менее 200 суток на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» являлось отложение минеральных солей на рабочих узлах насоса. С целью снижения рисков солеотложения была предложена новая технология ингибиторной защиты погружного скважинного оборудования «Сатурированные ТЖГ». Технология учитывает величины забойных и пластовых давлений, данные по возможности выпадения солей, высокую вероятность попадания жидкости глушения в Призабойную Зону Пласта (ПЗП). Суть технологии заключается в естественной продавке под собственным весом части раствора глушения, содержащей ингибитор солеотложения и гидрофобизатор, в ПЗП и способности реагентов к адсорбции и десорбции с породы пласта. Технология дает возможность снять негативные последствия смешения жидкости глушения и пластовых вод, приводящие к образованию минеральных осадков, и повысить эффективность ингибиторной защиты. Применение технологии позволяет предотвратить преждевременные отказы внутрискважинного оборудования, сократить количество подземных ремонтов, а, следовательно, приводит к улучшению состояния в области охраны труда, промышленной безопасности и охраны окружающей среды.

Годовой экономический эффект от внедрения предлагаемой технологии при глушении всего фонда ЭЦН в условиях ОАО «Самотлорнефтегаз» составит более 200 млн. рублей, которые складываются из сокращения затрат, полученных в следствие предотвращения отказов внутрискважинного оборудования и сокращения операционных затрат на защиту солевого фонда скважин.

На основании лабораторного тестирования эффективности ингибиторов солеотложения и реагентов, проявляющих гидрофобизирующие свойства в условиях Самотлорского месторождения, проводятся опытно-промышленные испытания по глушению скважин с использованием технологии «Сатурированные ТЖГ».

В настоящее время в ОАО «Самотлорнефтегаз» по предлагаемой технологии проведено 102 операции по глушению скважин. По всем скважинам наблюдается устойчивый защитный эффект продолжительностью более 100 суток.

ЭМУЛЬСИОННЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

М.А. Силин, Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, З.А. Шидгинов

Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
тел. 8(499)233-90-77, shidginov-za@yandex.ru

Характерной чертой современной нефтедобычи является высокая обводненность добываемой продукции. Для поддержания уровня добычи нефти и повышения рентабельности производства необходимо проводить работы по ее снижению. При этом работы по изоляции водопритоков приходится вести как в действующем, так и простаивающем, по этой причине, фонде скважин.

При всех недостатках цемента, как изолирующего материала, он остается основным материалом для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), как с экономической, так и с технической точки зрения. Однако применение стандартного цементного раствора малоэффективно ввиду низкой проникающей способности частиц цемента в поры коллектора, а также высокой фильтратоотдачи. Использование же микроцемента вызывает также множество проблем, связанных с регулированием свойств тампонажного раствора.

Одним из путей улучшения качества РИР является применение эмульсионных тампонажных растворов на углеводородной основе (ЭТРУО). ЭТРУО представляет собой эмульсионно-суспензионную систему, в состав которой входят специальный микроцемент, вода в количестве, необходимом для гидратации цемента, углеводородная фаза, композиция ПАВ, регуляторы фильтрации и сроков схватывания. После затвердевания камень является гидрофобным, так как углеводородная фаза и ПАВ, остаются после твердения равномерно распределенными во всем объеме, что существенно повышает коррозионностойкость и долговечность камня.

Температурный интервал применения ЭТРУО от 20 до 120°C. Значительная доля (более 95%) частиц твердой фазы суспензии не превышает размеров 5 мкм. Камень не имеет пустот, за счет того что все поры и микротрещины заполняются углеводородной фазой и ПАВ, и обладает очень хорошими газо-гидроизоляционными свойствами.

Начало схватывания по спецификации 10А АНИ не менее 150 мин. Фильтратоотдача по спецификации 10А АНИ составляет от 20 до 30 мл³/30 мин. Прочность цементного камня на сжатие, набираемая за

сутки в пластовых условиях, составляет, в зависимости от применяемого цемента, от 5,0 до 13,0 МПа. Растекаемость по конусу АзНИИ превышает 240 мм. Пластическая вязкость при 40°C не более 170 мПа*с, при 60°C не более 120 мПа*с.

ЭТРУО рекомендуется для применения в качестве изолирующего материала для следующих видов РИР:

- ликвидация негерметичности обсадных колонн в т.ч.:
- ликвидация заколонных перетоков;
- восстановление цементного камня за обсадной колонной;
- временно блокирующий состав нефтяной части интервала перфорации, при проведении РИР с последующей перфорацией.

Все материалы, используемые для приготовления ЭТРУО, производятся на территории Российской Федерации, находятся в свободной продаже, не являются труднодоступными, имеют санитарно-эпидемиологические заключения и всю разрешительную документацию для использования в нефтегазовой отрасли.

ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕЦИАЛЬНОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА «ВМЦ»

Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, А.Н. Козлов, З.А. Шидгинов, М.Н. Ефимов

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
Тел.: (499) 135-11-92, magadova0108@himeko.ru

Применение тампонажного цемента по сей день является наиболее распространенным средством ограничения поступления воды в нефтяные и газовые скважины, т.к. этот материал обладает высокой прочностью и долговечностью. Основной недостаток стандартного тампонажного цемента - грубодисперсную систему нельзя закачать в пористую среду, даже имея высокую проницаемость коллектора. Для борьбы с обводнением скважин необходимы водоизолирующие материалы, способные проникать в пористую среду изолируемых пластов с заполнением всего пористого пространства и образованием прочного тампонажного материала, устойчивого к вымыванию водой.

В НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина были проведены работы по расширению области применения тампонажного цемента в виде микроцемента. На основе новых реагентов - микроцемента ЦС «БТРУО Микро», понизителя фильтрации «ПФ-ВМЦ»,

замедлителя схватывания «ЗС-ВМЦ», разработан водный тампонажный раствор (ВМЦ), удовлетворяющий всем предъявляемым к тампонажным растворам требованиям, таким как низкая вязкость, высокая проникающая способность в пористую среду, низкая водоотдача, легкость регулирования времени загустевания и высокая прочность цементного камня.

Разработанный тампонажный раствор ВМЦ способен свободно проникать в пористую среду с диаметром фильтрационных каналов 15 мкм. При работе в низкопроницаемых коллекторах с проницаемостью менее 10 мД приходится сталкиваться с размерами каналов менее 1 мкм. Для того чтобы частицы цемента беспрепятственно проникали в пористую среду с такими характеристиками, необходимо, чтобы максимальный размер частиц цемента не превышал 500 нм. Вероятно, получение цемента с такими показателями экономически неоправдано. При работе в таких коллекторах необходимо использовать истинные, коллоидные или полимерные гелеобразующие растворы с наноразмерными частицами от 5 до 500 нм, которые свободно будут проникать в низкопроницаемый коллектор. Это могут быть различные варианты золь кремниевой кислоты и другие водоизолирующие составы, пригволенные из неорганических солей или органических полимеров. Необходимым требованием к таким составам является управление временем гелеобразования. Однако опыт применения подобных водоизолирующих составов показывает необходимость применения докрепляющих составов. В роли последних могут выступать разработанные композиции ВМЦ, закачанные в интервал проведения РИР, в количестве 0,5-2,0 м³.

ВЛИЯНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Е.К. Нискулов, О.В. Попова, А.А. Сулова, В.Н. Хлебников

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина

119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8(499)233-90-22, vssh@mail.ru

Смазочные добавки в настоящее время являются необходимым компонентом промывочного раствора для бурения глубоких и горизонтальных скважин. В литературе отмечается, что возможность бурения скважин с большими горизонтальными участками в значительной зависит от качества применяемых лубрикантов.

Обычно лубриканты рассматриваются как достаточно инертные добавки к буровым растворам, хотя имеются данные, что лубриканты могут уменьшать стабильность раствора.

В докладе представлены результаты исследования влияния концентрации четырех смазочных добавок (ФК-2000, Radiogreen EVO, БТА-ЛУБ и Q-Drill) на смазочные характеристики, фильтратоотдачу и реологию полимер-глинистого раствора и безглинистого биополимерного растворов. Исследование проводили с использованием оборудования фирмы OFITE по методикам API.

Обнаружено, что смазочная эффективность лубрикантов в различного типа буровых растворов значительно отличается. В некоторых случаях наблюдали рост смазочного коэффициента, т.е. лубрикант ухудшал смазочные характеристики раствора. Лубриканты также могут оказывать значительное влияние на реологию и водоотдачу. Наиболее «инертным» оказался лубрикант БТА-ЛУБ.

В случае полимер-глинистого раствора лучшими смазочными характеристиками обладают добавки БТА-Луб и ФК-2000. Оптимальная концентрация смазывающих добавок составляет 30 г/л. Для безглинистого биополимерного бурового раствора лучшей смазочной добавкой оказалась ФК-2000. Основными выводами работы являются:

1. Смазочные добавки не всегда являются инертными компонентами раствора, они могут заметно менять его реологию и водоотдачу.
2. Для каждого типа буровых растворов наиболее эффективными могут оказаться разные реагенты.
3. Полимерные и крахмальные компонентов бурового раствора могут иметь большую смазочную эффективность, чем лубриканты.

Исследование проводится в рамках Федеральных целевых программ «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 г.г.» и «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы».

Секция 2. РЕАГЕНТЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ВОДНЫХ ДИСПЕРСИЙ НЕФТЕШЛАМОВ

А.В. Макаревич, Г.М. Пушнова, Т.Д. Гилязитдинов, М.В. Казак

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»,
БелНИПИнефть, 246022, Республика Беларусь, г. Гомель,
ул. Артиллерийская, 8, тел. 8(232)79-36-55, makarevich@beloil.by

На предприятиях нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, нефтехимической промышленности, нефтебазах накоплено значительное количество нефтешламов (НШ). Они образуются в процессах подготовки, переработки, транспорта нефти, ремонта оборудования, очистки резервуаров. Вследствие изменчивости состава и свойств НШ, многообразия физических и химических и процессов, протекающих в них под влиянием атмосферных, техногенных и других факторов, проблема утилизации таких отходов представляет собой довольно сложную задачу.

Известна широкая номенклатура используемых для этих целей физических, химических и биологических методов [1-3]. В частности, НШ находят вторичное применение как сырье для производства других материалов (дорожных эмульсий, кровельных покрытий, канатных смазок и т.п.). Интенсивно развиваются технологии их переработки в реагенты для повышения нефтеотдачи пластов (ПНП). При этом чаще всего НШ разжижают с помощью органических растворителей [4, 5]. Разбавленные растворителями НШ либо их водные дисперсии, стабилизированные ПАВ, закачивают в пласт для создания водоизолирующих или потокоотклоняющих экранов. Применение для разжижения НШ органических растворителей обуславливает неэкологичность и пожароопасность рассматриваемых технологий.

В БелНИПИнефть разработан более экологичный и безопасный способ переработки НШ – отходов подготовки нефти, скапливающихся в амбарах – в водную дисперсию. Технология основана на нагревании НШ выше температуры плавления содержащихся в них парафинов с последующим диспергированием в смеси пресной воды и специально подобранного ПАВ [6]. Полученная этим способом охлажденная до температуры окружающего воздуха водная дисперсия нефтешламов (ВДНШ) представляет собой маловязкую, агрегативно устойчивую

дисперсную систему. Ее перетаривают и транспортируют к устьям скважин.

Суть применения ВДНШ в качестве композиции для ПНП состоит в том, что закачиваемая в пласт ВДНШ за счет ее повышенной вязкости поступает в наиболее высокопроницаемые промытые зоны порового пространства с наименьшим фильтрационным сопротивлением. При нагревании до пластовой температуры и смешении с минерализованной пластовой водой ВДНШ теряет фазовую устойчивость. Протекающие в дисперсии коагуляционные процессы инициируют образование в обводненных зонах пласта вязко-пластичного материала, состоящего из слипшихся частиц НШ. Последний характеризуется высокой прочностью при сдвиговых усилиях, низкой проницаемостью для воды и может выполнять роль водоизолирующего или потокоотклоняющего экрана. В то же время, в водную фазу, отделившуюся после коагуляции ВДНШ, частично переходит ПАВ, использованный для приготовления дисперсии. Экспериментально доказано, что этот водный фильтрат обладает поверхностной активностью и нефтеотмывающей способностью. То есть ВДНШ является композицией многофункционального – потокоотклоняющего и нефтевытесняющего действия.

С целью технико-экономической оптимизации способа приготовления ВДНШ был выполнен комплекс лабораторных исследований в статических и динамических условиях. По ряду технических критериев ВДНШ (вязкость, степень дисперсности, фазовая устойчивость) оптимизированы ее рецептура и порядок совмещения компонентов. Это позволило минимизировать объемы воды и ПАВ, необходимых для переработки НШ в дисперсию.

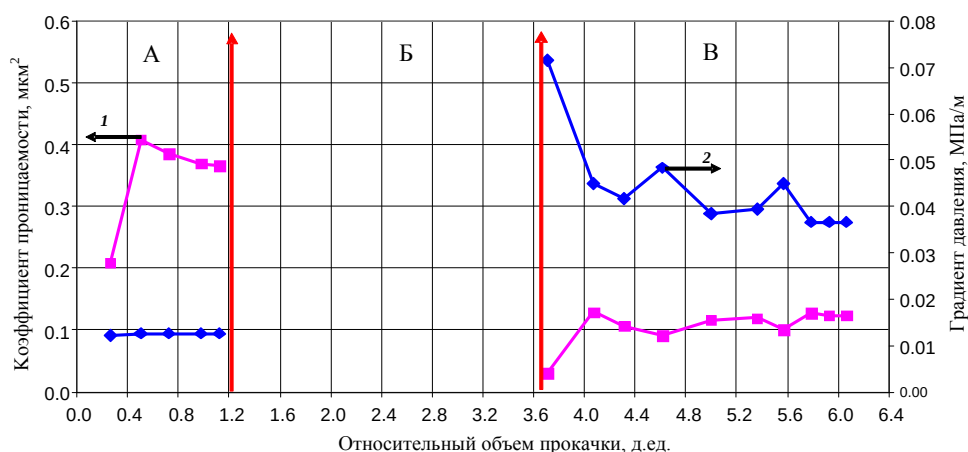


Рисунок 1. Динамика изменения коэффициента проницаемости (1) и градиента давления (2) водонасыщенной насыпной модели карбонатного пласта при прокачке пластовой воды (плотностью 1,15 г/см³) до (А) и после (В) обработки модели водной дисперсией нефтешлама (Б) при температуре 70 °С

Динамические эксперименты на насыпных моделях карбонатного пласта в термобарических условиях, имитирующих пластовые, подтвердили способность ВДНШ создавать в поровом пространстве материал, эффективно препятствующий фильтрации воды (рисунок). Так, после обработки дисперсией исследуемой водонасыщенной модели пласта ее проницаемость снизилась в 2 раза, а градиент давления при прокачке воды увеличился в 5,5 раз (рисунок 1).

Технологическая схема получения ВДНШ адаптирована к стандартному оборудованию, которым снабжена установка подготовки нефти НГДУ «Речицанефть», и включает следующие операции:

- разогрев НШ в шламовом амбаре;
- перекачка НШ в обогреваемую емкость и диспергирование в смеси воды и ПАВ;
- охлаждение ВДНШ в смесительной емкости;
- перетаривание ВДНШ в автоцистерны для доставки на скважины.

Опытно-промысловые испытания технологии приготовления ВДНШ и ее применения в процессах ПНП были начаты в 2010 г. Они продолжаются в настоящее время в нарастающих масштабах (таблица).

Таблица – Динамика нарастания объемов переработки НШ в дисперсию для ПНП

Год испытаний	Отобрано НШ, м ³	Приготовлено ВДНШ, м ³
2010	180	490
2011	2090	4180
2012 (по состоянию на 20.05)	640	1280
Итого	2910	5950

Закачка ВДНШ в нагнетательные скважины 10, 35, 43 Речицкого и 3 Дубровского месторождений, на которых проводились плановые работы по увеличению охвата пластов заводнением, протекала без осложнений. Эффект от применения ВДНШ в 2011 г. составил 1350 т дополнительно добытой нефти.

Экспериментально установлено, что технология приготовления ВДНШ применима к НШ месторождения Жетыбай (Казахстан).

ЛИТЕРАТУРА

1. Так ли безопасны нефтешламы? / А. Хаустов, М. Редина // Нефть России. – 2012. – № 3. – С. 88-94.
2. Проблема утилизации нефтешламов и способы их переработки / Е.А. Мазлова, С.В. Мещеряков – М.: Издательский дом «Ноосфера», 2001. – 56 с.
3. Нефть и нефтепродукты в окружающей среде / С.Л. Давыдова, В.И. Тагасов – М.: Изд-во РУДН, 2004. – 163 с.
4. Патент 2071552 RU, МПК Е 21 В 43/22, 33/138. Способ изоляции неоднородного нефтяного пласта / Е.Ф. Вотинцева, К.Ш. Зиятдинов. – № 93027092/03; Заявл. 14.05.1993; Опубл. 10.01.1997, Бюл. № 1.

5. Патент 2177539 RU, МПК Е 21 В 43/22. Состав для изоляции зон поглощения и притока пластовых вод в скважину / Г.Н. Позднышев, В.Н. Манырин, А.Н. Досов и др. – № 99121236/03; Заявл. 08.10.1999; Опубл. 27.12.2001.
6. Патент 16046 ВУ, МПК С 09 К 8/504, Е 21 В 33/138. Состав для ограничения притока пластовых вод и способ его получения / А.В. Макаревич, Г.М. Пушнова, В.В. Гулевич, С.В. Паркалов, Т. Д. Гилязитдинов. – № а 20101286; Заявл. 31.08.2010; Опубл. 2012.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПОДБОРУ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

А.А. Фаткуллин, Л.Е. Давыдкина, И.Т. Суфьянов

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
127055, Россия, Москва, Суцевский вал, 2,
тел. +7(495)627-16-16; e-mail: Artur.Fatkullin@lukoil.com

Роль химических методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) возрастает по мере выработки активных запасов нефти, роста обводненности добываемой продукции и снижения дебитов скважин по нефти на разрабатываемых месторождениях.

Для повышения эффективности применения химических методов, наряду с использованием традиционных реагентов и технологий постоянно ведутся работы по расширению области их применения, созданию новых реагентов, а также разрабатываются более эффективные технологии. С целью их апробации проводятся опытно-промышленные работы.

Однако результаты применения технологий не всегда положительны как по технологической эффективности, так и с позиции экономической целесообразности. Так, даже технологии и реагенты, имеющие область применения соответствующую условиям объекта, на котором были реализованы, не дают ожидаемой эффективности, которая была получена на аналогичных месторождениях или, в случае реализации новых технологий на реальных объектах, результаты не всегда соответствуют ожидаемым по прогнозам лабораторных исследований. В связи с этим возникает потребность разработки обоснованного подхода к подбору наиболее эффективных технологий и реагентов для их реализации на конкретных объектах, а также определения основных параметров, которые позволят получить максимальный технологический и экономический эффект.

Одним из инструментов, позволяющих произвести наиболее точный выбор, является метод гидродинамического моделирования. Он позволяет получить детальную информацию о процессах вытеснения нефти, выявить

качественные и количественные характеристики процессов, в том числе и те, которые затруднительно определить в лабораторных и промышленных условиях. К таким параметрам можно отнести: детальное распределение насыщенностей неоднородного пласта фазами в объеме, распределение текущих подвижных запасов по площади. Определение указанных параметров позволяет более обоснованно наметить перспективные участки для воздействия.

С помощью математического моделирования на актуальной гидродинамической модели конкретного объекта можно смоделировать применение основных химических методов ПНП и интенсификации добычи нефти, спрогнозировать результаты их воздействия и подобрать оптимальные параметры используемых рабочих агентов. Затем, путем от обратного (по набору установленных оптимальных параметров наиболее эффективного воздействия на пласт), провести подбор соответствующего реагента, использование которого приведет к необходимому виду воздействия, и технологии его применения. Как правило, проводится подбор нескольких вариантов реализации планируемого мероприятия с применением различных, сходных по области применения реагентов.

Далее выполняется оценка экономической эффективности планируемого мероприятия с учетом расчетных показателей, полученных по результатам гидродинамического моделирования (количество дополнительной нефти, изменение обводненности добываемой продукции), и затрат, которые необходимы для реализации технологии с использованием различных реагентов.

После отбора экономически целесообразных вариантов реализации планируемого мероприятия проводятся сравнительные лабораторные испытания отобранных реагентов для оценки их пригодности к применению на конкретном объекте, отбора наиболее эффективных, а также для отработки и уточнения ряда технологических параметров, таких как их концентрации в рабочих растворах, оптимальное время выдержки для реагирования и т.д.

По результатам сравнительных испытаний проводится окончательный выбор реагентов для реализации планируемого мероприятия и технологии их применения.

После этого для уточнения технологических параметров и результатов планируемого мероприятия с целью достижения максимального технологического эффекта проводится повторное проверочное моделирование воздействия на конкретный объект отобранного наиболее эффективного реагента в рамках реализации соответствующей выбранной технологии.

Предлагаемый подход позволяет подбирать технологии и реагенты для их реализации не только по их установленной области применения, которая по ряду параметров не всегда точно определена и часто является

достаточно условной, но и учитывать конкретные особенности объектов, на которых планируется проведение мероприятий.

Указанный подход позволяет сделать наиболее точный выбор необходимого воздействия на пласт и околоскважинное пространство, подобрать технологию для его реализации, а также установить оптимальные технологические параметры и свойства реагентов, необходимых для выполнения планируемого мероприятия.

Разработанная система была апробирована на ряде месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» при планировании ОПР с целью подбора оптимальных технологий и реагентов, дающих максимальный эффект при проведении ГТМ и направленных на повышение эффективности разработки месторождений и увеличение КИН.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПОДАЧИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ

А.Р. Людвиницкая, К.В. Чернова

Инжиниринговая компания «Инкомп-Нефть»

450112, г. Уфа, ул. Победы, 11

тел. 8(347) 264-83-87, ljudvinickaja@yandex.ru

Полимерные армированные трубопроводы состоят из внутреннего полимерного канала, армирующей оплетки и внешнего защитного слоя полимера. Полимерные трубопроводы могут армироваться металлом, волокнами различной природы, лентами. Армированные полимерные трубопроводы обладают уникальными эксплуатационными свойствами. На рынке представлен довольно широкий спектр трубопроводов с металлической армирующей оплеткой, способных выдерживать избыточное давление до 25 МПа и более.



Рисунок 1 – Полимерные армированные трубопроводы

Наиболее часто данные трубопроводы малого диаметра используются в системах дозирования химического реагента в скважину. Капиллярная система подачи химических реагентов предназначена для дозирования реагента в нефтяные и газовые скважины с целью предотвращения отложений парафинов и неорганических солей, снижения коррозионной активности добываемой продукции, разрушения стойких эмульсий. Реагент по капиллярному трубопроводу, закрепленному на внешней поверхности НКТ, поступает целенаправленно в необходимый интервал скважины – интервал образования отложений; на прием глубинного насоса; в интервал перфорации, что позволяет подавать минимальное количество реагента с высокой эффективностью.

Капиллярная система подачи химических реагентов состоит из наземной и скважинной части. Наземная часть представлена дозировочной установкой, наземным трубопроводом и устройством ввода в устьевую арматуру (рис. 2).

Наибольшее распространение получили системы с полимерными армированными трубопроводами диаметром проходного канала 4...6 мм и наружным диаметром 12...15 мм, диаметром проволоочной оплетки 0,8 – 1,2 мм, рабочей температурой -50 - +120°C, допустимым давлением в трубопроводе - 25МПа, радиусом перегиба трубопровода 300 – 560 мм. При необходимости в наземной части капиллярной системы подачи химического реагента могут использоваться трубопроводы с подогревом канала.

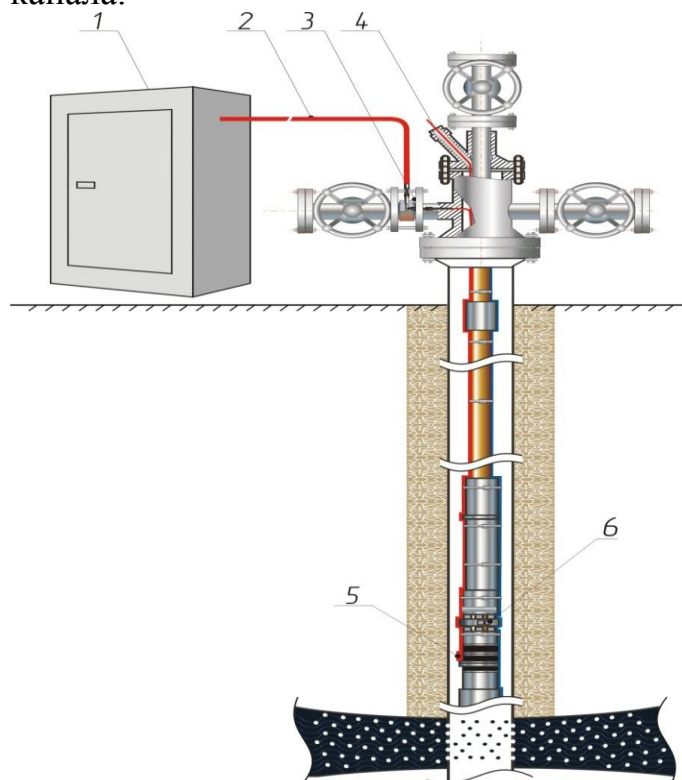


Рисунок 2 - Капиллярная система подачи химического реагента в скважину

- 1-дозировочная установка;
- 2-капиллярный трубопровод;
- 3-устройство ввода;
- 4-устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры;
- 5-капиллярный трубопровод;
- 6 - хомут протектор ППМ

Преимуществами применения полимерных армированных трубопроводов являются: высокая химическая стойкость (срок службы более 20 лет в средах, в которых срок службы стальных трубопроводов не превышает 6 месяцев), высокая механическая прочность, простота монтажа.

В результате анализа многолетнего опыта эксплуатации полимерных армированных трубопроводов в различных установках и условиях выявлялись недостатки конструкции и производилось постоянное совершенствование геометрии армирования трубопроводов и соединительных элементов. На сегодняшний день разработан полимерный армированный трубопровод с внутренним каналом из нержавеющей стали способный работать при давлении в 90 МПа.



Рисунок 3 - Полимерный армированный трубопровод с внутренним каналом из нержавеющей стали

Данный трубопровод может использоваться для подачи высокоагрессивного реагента в скважины с высоким давлением и температурой.

НЕТИПИЧНАЯ КАРТИНА ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ ПЛАСТА ПК-1 СЕВЕРО- КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Г. Телин, А. К. Макатров, М. Е. Политов

ООО «РН-УфаНИПИнефть»
450078, г. Уфа, ул. Революционная, 96/2,
тел.(347)292-4157, факс 252-7532, e-mail: telinag@ufanipi.ru

Фильтрация жидкости в высокопроницаемом песчанике пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения сопровождается существенными осложнениями, связанными с низкой консолидированностью породы пласта и миграцией частиц породы в пористой среде. Так, независимо от природы жидкости - нефть, вода (пресная, минерализованная, горячая) - наблюдается экспоненциальное снижение проницаемости. Подобную

картину описал Шейхтман в работе, выполненной на насыпных пористых средах.

На рисунке 1 представлена типичная зависимость проницаемости от объема фильтрации и режимов закачки.

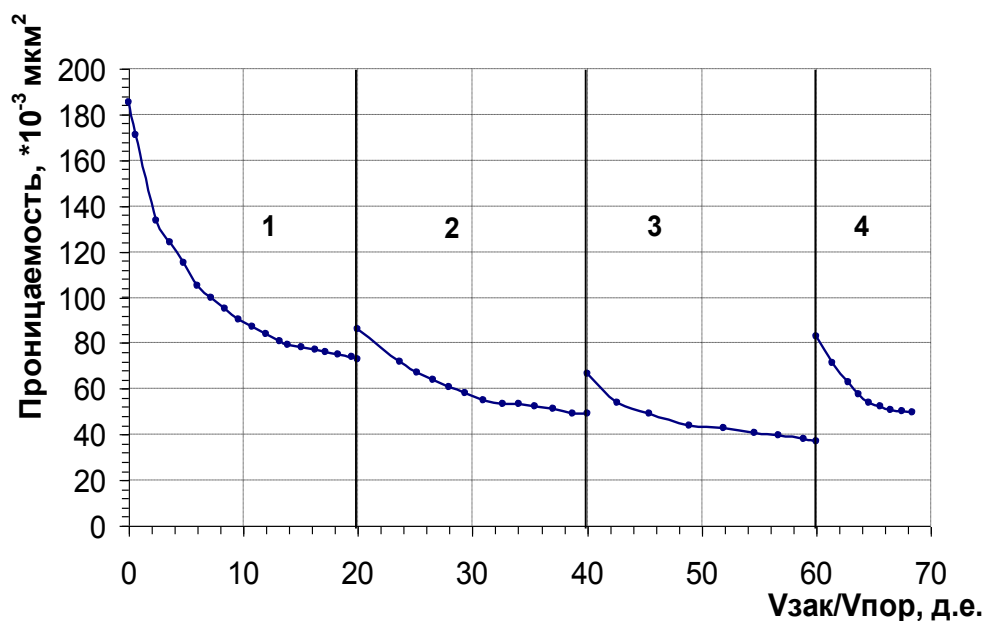


Рисунок 1 – Динамика изменения проницаемости по воде:

1- минерализованная вода (22,6 г/л); 2- пресная вода; 3- пресная вода после отстоя в течение 10 часов; 4- обратная фильтрация пресной воды

Необходимо отметить, что снижение проницаемости керна пласта ПК1 Северо-Комсомольского месторождения при фильтрации воды значительно. Фактор максимального сопротивления по воде (максимальное снижение проницаемости относительно «базовой» величины, полученной для воды 22,6 г/л) достиг значений 1,4 - 2,0.

Отмечается кратное снижение проницаемости керна по воде относительно исходной газопроницаемости. Относительная проницаемость (вода/воздух) даже при закачке минерализованной воды 22,6 г/л составляет 0,049–0,060, что значительно ниже величин, характерных для гидрофильных высокопроницаемых песчаников – порядка 0,7- 0,9.

Ключевое влияние на проницаемость керна по воде оказывают не минерализация и температура закачиваемой воды, а объем и время закачки, что свидетельствует о постепенном разрушении породы керна при фильтрации воды и кольтатации порового пространства частицами породы за счет их «вымывания», смещения и самоуплотнения.

Вышеперечисленные факты свидетельствуют об уникальности исследуемого коллектора с точки зрения критически низкой консолидированности породы и высокой чувствительности к

фильтрующей жидкости, которая приводит к частичному разрушению структуры порового пространства породы.

С целью оценки граничных величин параметров фильтрации проводилось исследование влияния скорости фильтрации (градиента давления) на проницаемость и содержание частиц породы на выходе из пористой среды. Для этого поэтапно прокачивалась минерализованная вода с объемным расходом 60, 300, 600, 1200, 1800 и 3600 см³/час. При этом на каждой скорости фильтрации отбирались пробы жидкости на выходе из пористой среды для дальнейшего анализа на содержание механических частиц и их состава. Объем закачки и отбора ограничивался 100 см³ на всех этапах. Также на каждой скорости определялась проницаемость пористой среды по воде при стабилизации перепада давления.

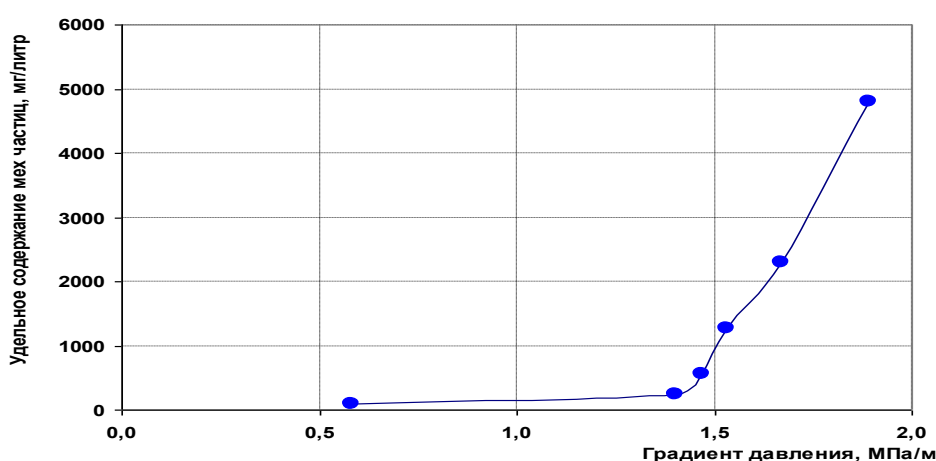


Рисунок 2 – Зависимость выноса механических примесей из образца керна от величины градиента давления

Динамика выноса механических примесей из керна представлена на рисунке 2. Как видно, зависимость содержания твердых частиц в пробе жидкости на выходе от градиента давления отличается тем, что при достижении критического значения порядка 1,4 МПа/м наблюдается резкий излом кривой, сопровождающийся более интенсивным выносом твердой фазы из керна.

На рисунке 3 представлена динамика изменения проницаемости керна по воде в зависимости от градиента давления. При этом проницаемость керна по воде увеличивается, что свидетельствует о вымывании частиц породы, приводящем к частичному разрушению керна. Причем критическое значение, при котором происходит резкое увеличение проницаемости, также составляет порядка 1,4 МПа/м.

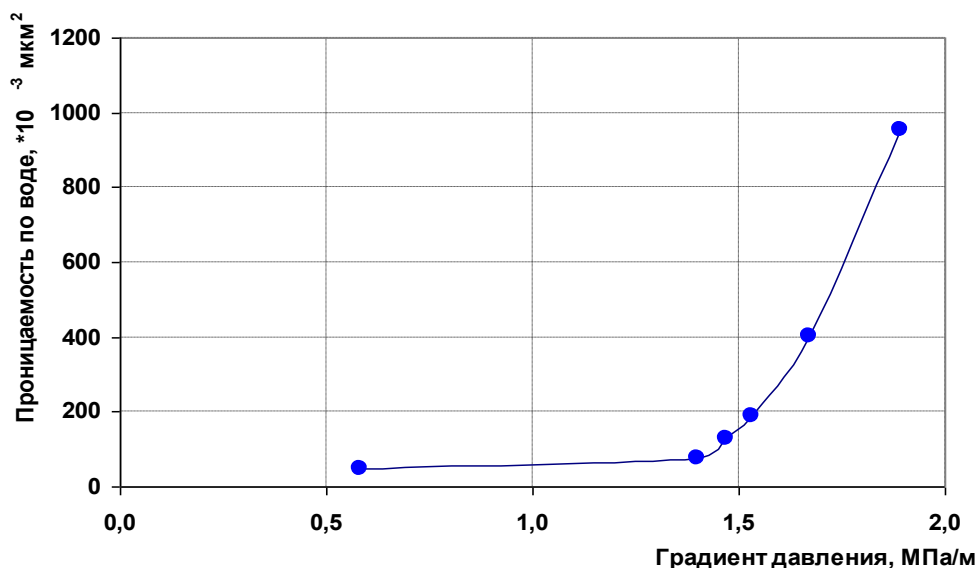


Рисунок 3 –Зависимость проницаемости от градиента давления при фильтрации воды

Следует также отметить, что лабораторные исследования проводились на наиболее консолидированных образцах керна, которые сохранили свою структуру при агрессивном воздействии на них при выбуривании. Вынос же песка в реальных скважинах возможен из менее консолидированных пропластков, образцы керна которых невозможно доставить до лаборатории в неизмененном виде.

Таким образом, работа нагнетательных и добывающих скважин на Северо-Комсомольском месторождении должна быть строго регламентирована по темпам отбора и закачки. Необходимо учитывать затухание фильтрации при пластовых скоростях и обязательно контролировать величину депрессии на добывающем фонде.

РАЗРАБОТКА НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ И ПРОМЫШЛЕННОЕ ИХ ВНЕДРЕНИЕ

Р.Н. Хуснитдинов, А.А. Даминов, К.Р. Хуснитдинов,
И.Б. Абдрахманов, А.А. Мустафин

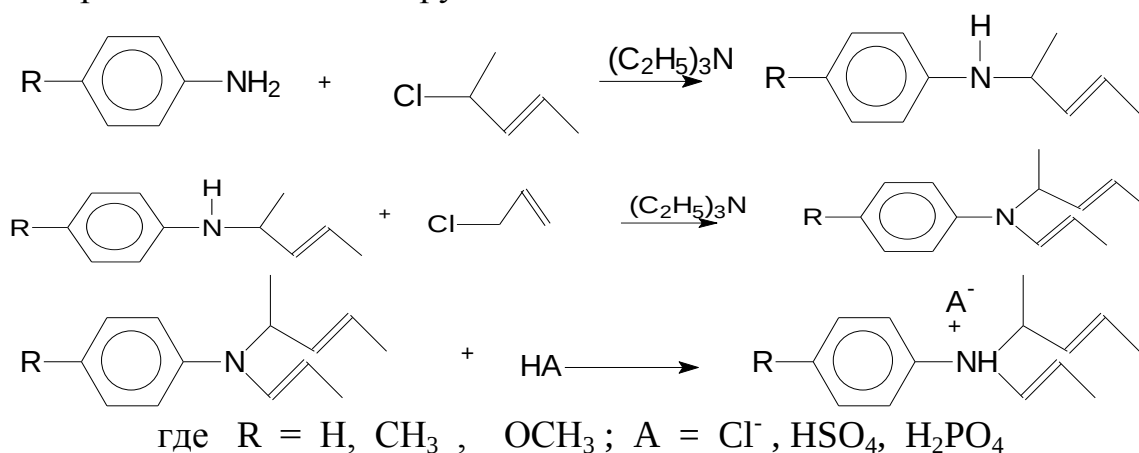
Институт органической химии Уфимского научного центра РАН
450054, г. Уфа, проспект Октября, 71
тел.(347)235-38-15, e-mail: husnrn@anrb.ru

ООО «РН-УфаНИПИнефть»
450078, г.Уфа, ул.Революционная, 96/2
тел. (347)292-4157, факс 252-7532, e-mail: daminov@ufanipi.ru

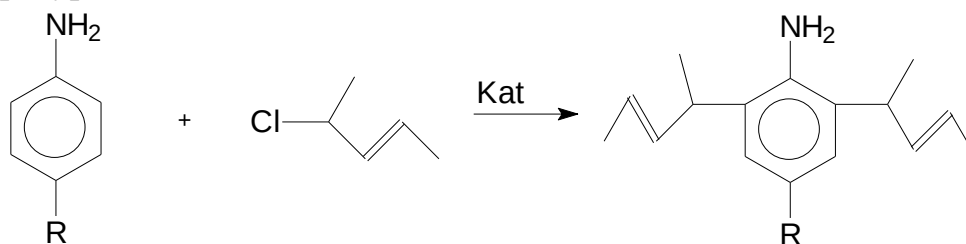
Несмотря на большое количество разработанных бактерицидов и ингибиторов коррозии организация промышленного их выпуска является сложной задачей в связи с дефицитом применяемых компонентов. В связи с этим разработка и организация промышленного выпуска новых перспективных бактерицидов и ингибиторов коррозии на основе доступного сырья является важной научно-технической и народно-хозяйственной задачей.

В лаборатории фармакофорных циклических систем Института органической химии (далее ИОХ) УНЦ РАН совместно с химической лабораторией отдела борьбы с осложнениями в добыче нефти ООО «РН-УфаНИПИнефть» разработаны новые эффективные бактерициды, ингибиторы коррозии и нейтрализаторы сероводорода с использованием полупродуктов и отходов нефтехимических производств.

В ИОХ УНЦ РАН накоплен достаточный опыт по синтезу высокомолекулярных аминов по реакции конденсации простейших аминов с альдегидами, а также N-замещенных и замещенных в ядро алкенилариламинов с использованием производных анилина, аллила хлористого – полупродуктов нефтехимических производств и пиперилена – отхода производства синтетического каучука. Утилизация пиперилена осуществляется как непосредственно реакцией с ариламинами, так и через стадию получения хлорпентена. С использованием хлорпентена и различных производных анилинов разработан широкий класс поверхностно-активных веществ – потенциальных ингибиторов коррозии и бактерицидов. Получение поверхностно-активных веществ заключается в следующем. На первой стадии с использованием хлорпентена и различных анилинов в присутствии триэтиламина при температуре 90° С синтезируется N-пентениланилин. Далее N-пентениланилин подвергают реакции с аллилом хлористым в присутствии триэтиламина при температуре 90°С с образованием N-аллил- N-пентениланилина. При взаимодействии полученного продукта с кислотами (HCl, H₂SO₄ и H₃PO₄) образуются аммонийные соли, которые обладают высокими бактерицидными и ингибирующими свойствами.



Замещенные в ядро анилины синтезированы взаимодействием анилинов с хлорпентеном в присутствии катализаторов Фриделя-Крафтса при температуре 130 – 140°С.



где Kat - AlCl_3 , ZnCl_2 ; $T = 130 - 140^\circ \text{C}$. $R = \text{H}$, CH_3 , OCH_3 ; C_5H_9 .

Исследования ингибирующей активности синтезированных соединений проводили в химической лаборатории отдела борьбы с осложнениями в добыче нефти ООО «РН-УфаНИПИнефть». Проведенные исследования показали, что в 15%-ном растворе соляной кислоты при температурах (25-90°С) замещенные в ядро пентенилариламины при дозировках 0.5 – 5.0 % масс. обладают степенью защиты 97 – 99%. Аммонийные соли замещенных по азоту анилинов обладают высокой бактерицидной и ингибирующей активностью в минерализованных средах, содержащих сероводород. При дозировках 25-100 мг/л данные соединения полностью подавляют сульфатовосстанавливающие бактерии и обладают достаточно высокой ингибирующей эффективностью (95 – 98%) в сероводородсодержащих минерализованных средах.

В связи с тем, что все компоненты синтезированных N- и C-замещенных ариламинов выпускаются в промышленности, было принято решение об организации промышленного их выпуска. В Федеральном государственном учреждении здравоохранения (ФГУЗ) «Центр гигиены и эпидемиологии в РБ» были проведены токсикологические испытания этих соединений, которые относятся к 3 классу опасности по ГОСТ 12.1.007. Получено экспертное заключение на продукцию из ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в РБ» и санитарно-эпидемиологическое заключение из Федеральной службы Роспотребнадзора по РБ. С использованием полученных документов разработаны технологический регламент на производство и технические условия на эти реагенты под названием «Технические условия ТУ 2458-007-20833127-2009 «Ингибитор коррозии Урал-3К» и ТУ 2458-009-20833127-2011 «Ингибитор коррозии – бактерицид Урал-3ИБ». Реагенты зарегистрированы в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии ФГУ «ЦСМ Республики Башкортостан». По результатам проведенных исследований и подготовленных технических документов синтезированные соединения рекомендованы к

опытно-промышленным испытаниям после получения всех разрешительных и сертификационных процедур.

Высокомолекулярные амины, полученные по реакции конденсации простейших аминов с альдегидами, нашли промышленное применение в нефтяной отрасли. С использованием синтезированных по нашей методике аминов разработаны новые ингибиторы коррозии Урал-3 по ТУ «Технические условия ТУ 2458-002-20833127-2002» и нейтрализатор сероводорода ингибитор коррозии Урал-3М по ТУ «Технические условия 2458-006-040683127-2004», которые нашли применение на промыслах Башкирии и России.

Ингибитор коррозии Урал-3 прошел промысловые испытания в НГДУ «Южарланнефть» ОАО АНК «Башнефть» и долгие годы применялся (300 т) на промыслах Башкирии по РД 39-01476276-318-88 «Руководство по технологии применения ингибитора Урал-3 и бактерицида ЛПЭ-11 для защиты внутренней поверхности обсадных колонн нагнетательных скважин».

Нейтрализатор сероводорода ингибитор коррозии Урал-3М предназначен для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования и трубопроводов в системах утилизации сточных вод и поддержания пластового давления, а также для нейтрализации сероводорода. Реагент также прошел промысловые испытания в НГДУ «Южарланнефть» ОАО АНК «Башнефть» и в количестве 400 тонн с 1993 г по 2005 г применялся в ОАО АНК «Башнефть» по РД 39-0147276-018-94 «Инструкция по технологии нейтрализации сероводорода в продукции скважин Биявашского и Лемезинского месторождений.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И КАЗАХСТАНА

Н.Н. Ефимов, М.А.Силин, Л.А. Магадова, М.Н. Ефимов, А.Н. Козлов

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
Тел.: (499) 135-11-92, efimovmn@himeko.ru

Большинство месторождений России находятся на заключительных этапах разработки, что характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции и увеличением затрат на добычу нефти. Часто из-за ухудшения сырьевой базы новых месторождений и неправильно

выбранного режима эксплуатации нефтяные скважины обводняются уже в начале эксплуатации.

В связи с тем, что призабойная зона пласта в скважинах с высокой обводненностью сильно насыщена водой, то применение селективных материалов может не дать значительного снижения обводненности нефти, а, наоборот, привести к снижению дебита нефти из-за образования цементного камня в зонах, насыщенных водой.

Для повышения эффективности ремонтно-изоляционных работ (РИР) селективными составами на основе безводного тампонажного раствора на углеводородной основе (БТРУО) была разработана комплексная технология селективной изоляции водопритокков, в которой перед закачкой БТРУО закачивается оторочка селективного водоизолирующего материала – углеводородного раствора ПАВ-гидрофобизатора и (или) обратной эмульсии на его основе в зависимости от приемистости скважины. В процессе закачки гидрофобизирующих композиций происходит оттеснение воды из призабойной зоны, а гидрофобизирующий реагент закрепляется на поверхности породы, препятствуя ее повторному насыщению.

В 2010 г. были проведены работы по селективной изоляции водопритокков с применением комплексной технологии селективной изоляции на 4 скважинах Сугмутского месторождения ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» и 4 скважинах Барсуковского месторождения ОАО «Роснефть-Пурнефтегаз» с успешностью 88%.

В 2011 г. проводились работы по селективной водоизоляции на 2 скважинах Тевлинско-Русскинского месторождения ОАО «Лукойл-Когалымнефтегаз». В результате закачки селективных составов достигнуто снижение общего дебита по жидкости приблизительно в три раза при сохранении добычи нефти.

В апреле 2012 г. в Туркменистане проводились РИР по селективной изоляции водопритокков на скв. 1319 и 903 нефтяного месторождения Готурдете и скв. 1115 и 766 нефтяного месторождения Барса-Гельмес. В результате закачки БТРУО на основе цементной смеси ЦС БТРУО Микро и нефтяных растворов ПАВ обводненность скважин 1319 и 903 сократилась с 97% до 80 и 83% , соответственно, обводненность скважин 1115 и 766 снизилась с 98% до 65 и 48%, соответственно. Дебит нефти остался на том же уровне, что до ремонта.

ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ КАРБОНОВЫХ КИСЛОТ

Л.А. Магадова, М.Д. Пахомов, М.М. Мухин, М.В. Трофимова

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
тел. 8(499)233-90-04, mmm@himeko.ru

Обработка призабойной зоны пласта кислотным составом является одной из наиболее эффективных технологий интенсификации работы добывающих и нагнетательных скважин.

Традиционно для обработок карбонатных коллекторов используется соляная кислота, главным недостатком которой является повышенная скорость реакции с карбонатной породой, особенно при высокой пластовой температуре, что препятствует ее глубокому проникновению в пласт и приводит к снижению эффективности кислотной обработки. Кроме того, взаимодействие соляной кислоты с нефтью часто приводит к образованию осадков и эмульсий, которые кольматируют пласт и снижают проницаемость пласта, что приводит к уменьшению эффективности кислотной обработки.

Одним из способов снижения скорости реакции кислоты с породой является использование так называемых «кислотогенерирующих» составов, отличительной особенностью которых является то, что кислота образуется непосредственно в ходе обработки из промежуточных соединений, не обладающих реакционной активностью по отношению к минералам пласта. Основой кислотогенерирующих составов могут быть различные неорганические соли, органические галогенпроизводные, а также эфиры карбоновых кислот. Еще один способ снижения скорости реакции заключается в использовании ПАВ-замедлителя реакции, который за счет собственной адсорбции на породе снижает её эффективную площадь поверхности, доступную для контакта с кислотой. Комбинирование данных способов позволяет добиваться необходимой скорости растворения породы в широком диапазоне температур.

Наибольший интерес для обработки высокотемпературных карбонатных коллекторов представляют кислотогенерирующие составы на основе эфиров карбоновых кислот. Поскольку карбоновые кислоты являются значительно более слабыми, чем соляная, их скорость реакции с породой оказывается ниже. Не менее важными преимуществами кислотогенерирующих составов на основе эфиров карбоновых кислот является снижение риска образования осадков при контакте с нефтью, а

так же связывание ионов многовалентных металлов и предотвращение вторичного осадкообразования.

Ограничивающим использование КГС на основе эфиров карбоновых кислот фактором являются как экономические факторы – высокая стоимость и меньшая доступность, так и технологические – низкая температура вспышки ряда таких составов, обусловленная высокой летучестью низших эфиров карбоновых кислот, делает их более пожароопасными. При условии обязательного выполнения требований пожарной безопасности в процессе кислотной обработки, наиболее значимыми являются именно экономические факторы.

Экономические факторы можно элиминировать, если использовать при производстве КГС не сами эфиры карбоновых кислот, а соответствующие кислоты и спирты с добавкой катализатора реакции этерификации. При проведении расчетов было получено, что суммарная стоимость метанола, уксусной кислоты и метилацетата, содержащихся в кислотном составе примерно на 60% больше, чем стоимость метанола и

Таблица 1. Результаты тестирования составов
«Химеко ТК-2К» и «Химеко ГК»

Состав	Межфазное натяжение на границе с керосином, мН/м		Ско- рость корро- зии при 20°C, г/м ² ·час	Растворение карбонатной породы		
	Рабо- чий	Отработан- ный		Т, °C	Время контак- та, мин	$\Delta m(\text{CaCO}_3)$ за интервал, % масс.
12% HCl + 0,1% ингибитора коррозии «ИКУ- 118»	18,50	19,80	0,12	80	10 30 90 300	45,34 7,24 0,13 0,00
12% HCl + 0,1% ингибитора коррозии «ИКУ- 118» + 2% ПАВ «Нефтенол К»	1,72	3,54	0,10	80	10 30 90 300	29,63 17,79 0,44 0,04
«Химеко ТК2-К» (1:5 с водой)	0,30	0,12	0,18	80	10 30 90 300	2,28 1,68 1,27 1,03
«Химеко-ГК» (1:2) с водой	0,50	0,35	0,14	120	60 120 240	2,63 3,69 3,75

уксусной кислоты, необходимых для получения такого же состава путем проведения реакции этерификации в самом составе. В промышленности катализатором реакции этерификации являются минеральные кислоты, но возможно использование и менее агрессивных арилсульфокислот.

Варьирование компонентного состава продуктов реакции позволяет добиваться требуемой скорости растворения карбонатной породы в широком диапазоне температур.

Примером кислотогенерирующих составов являются разработанные в ЗАО «Химеко-ГАНГ» интенсифицирующие кислотные составы «Химеко ТК-2К» и «Химеко ГК». Замедленная скорость реакции с породой и низкое межфазное натяжение на границе с углеводородной фазой позволяют составам проникать глубоко в пласт и сохранять реакционную активность в течение длительного периода.

ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С ОДНОВРЕМЕННОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ЖИДКОСТЯМИ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

М.А.Силин, Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, М.А. Черыгова

Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
тел. 8(499)233-90-77, maria_cher88@mail.ru

Способ разработки нефтегазовых залежей с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП) получил широкое распространение в мировой практике, как метод интенсификации и повышения нефтеотдачи пласта. Однако, как показывает анализ большинства проведенных ГРП, дебиты скважин после обработки непрерывно понижаются, растет обводненность продукции скважин, часто затраты на проведение ГРП не окупаются дополнительно добытой нефтью.

Зарубежными и отечественными компаниями ведется активная работа по поиску и внедрению новых технологий ГРП, позволяющих снизить риск высокой обводненности и потерь добычи нефти после операций. В качестве критерия эффективности применения предлагаемых технологий ГРП необходимо рассматривать уровень обводненности после операции. Анализ литературных данных и промыслового опыта проведенных операций ГРП, показал, что разработка метода превентивной или осуществляемой одновременно с ГРП водоизоляции является актуальной задачей.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разрабатывается технология ГРП с одновременной изоляцией водопритоков. При этом процесс ГРП осуществляется с помощью технологической жидкости на углеводородной основе на базе гелирующего комплекса «Химеко-Н». Для изоляции водопритоков применяют состав БТРУО (безводный тампонажный раствор на углеводородной основе), который за счет своего селективного действия позволяет ограничить поступление воды после создания трещины гидроразрыва. За счет высокой плотности, низкой вязкости и высокой фильтрации состава в пласт возможно создать большеобъемный и высокопрочный экран в нижней части трещины, откуда, как правило, поступает пластовая вода. При запуске скважины, там, где не было контакта с водой, БТРУО легко вымывается нефтью.

Все составы приготовлены на углеводородной основе, что в силу своей природы приведет к снижению сопротивления движению нефти и росту сопротивления движению воды. Технология осуществляется последовательной закачкой технологических жидкостей. Далее для закрепления полученной трещины проводится закачка проппанта. Для проведения работ по данной технологии используется та же техника, что и при стандартном ГРП. Данная технология позволит увеличить период безводной работы скважины после проведения в ней ГРП и ограничить поступление воды при дальнейшей эксплуатации скважины. При этом сокращаются затраты на проведение ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритоков после ГРП, которые зачастую имеют низкую успешность.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магадова Л.А. Разработка жидкостей разрыва на водной и углеводородной основах и технологий их применения для совершенствования процесса гидравлического разрыва пласта: Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2007. – 375с.
2. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – С.3.
3. Малышев А.Г., Малышев Г.А. и др. Анализ технологии проведения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»//Нефтяное хозяйство. – 1997. - № 9. – С.46-51.
4. Малышев А.Г., Малышев Г.А., Седач В.Ф., Кочетков Л.М. Состояние и перспективы развития технологии гидроразрыва пластов на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»//Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 8. – С.88-91.

РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ПОЭТАПНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПЗП НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПАВ-КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ С ПОМОЩЬЮ ГТ

Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю. Ефанова, М.К. Мурзатаева

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65.
тел. 8 (499) 135-11-92, davletshina7676@himeko.ru

Основные проблемы, с которыми сталкиваются специалисты нефтяной и газовой промышленности в последнее время, связаны со вступлением большей части месторождений страны в позднюю стадию разработки и старением основного фонда скважин.

Со временем происходит загрязнение фильтрующих каналов призабойной зоны пласта (ПЗП) механическими примесями и углеводородными соединениями, содержащимися в закачиваемой в пласт воде. Для того чтобы восстановить проницаемость пласта, необходимо удалить из него загрязнения, для этого широко применяются технологии интенсификации работы скважины, и, самой распространенной является кислотная обработка (КО).

Несмотря на многолетний опыт применения и большой объем проведенных исследований, направленных на совершенствование и повышение эффективности кислотных обработок, значительная часть работ не дает положительных результатов. По опубликованным в различных источниках данным, успешность проведения кислотных обработок (КО) на многих месторождениях не превышает 30%. Это связано с осложнениями, возникающими в процессе проведения кислотных обработок скважин.

Например, закачивая кислоту в пласт мы имеем раствор, который при перевозке в емкостях и перекачке по наземному оборудованию и насосно-компрессорным трубам накапливает окалину от коррозии в своем объеме, который, в свою очередь, попадает в призабойную зону скважины (ПЗП).

В результате высокой скорости реакции кислотного раствора с породой происходит быстрая нейтрализация кислоты вблизи скважины и в прискваженной зоне. В связи с высоким межфазным натяжением на границе кислотный раствор – углеводород освоить скважину после обработки не представляется возможным. При контакте растворов с нефтью образуются стойкие эмульсии и осадки асфальто-смоло-парафинистых отложений (АСПО), которыми может быть покрыта

поверхность породы, что делает практически невозможным реакцию кислотного раствора с этой породой.

В реальности кислота, закачиваемая в пласт для обработки скелета породы, до него практически не дойдет, только потому, что в призабойной зоне пласта (ПЗП) скапливается большой объем загрязнений, вносимых водой из системы поддержания пластового давления (ППД).

Кислота вступает в контакт с неорганическими солями и железом, но не взаимодействует с отложениями органического происхождения. С другой стороны, если неорганические отложения покрыты слоем углеводов, то кислота до них также не дойдет и система отложений в призабойной зоне пласта (ПЗП) останется необработанной. А так же, велика вероятность уплотнения и переструктуризации асфальто-смолистых отложений, которые разрушить будет невозможно.

Необходимо проведение поэтапных обработок призабойной зоны пласта сложными и дорогими растворами, которые по отдельности могут воздействовать на органические и неорганические загрязнения. Это удорожает процесс обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ). Однако, снизить затраты на проведение работ можно с помощью использования непрерывных (гибких) труб (ГТ) – колтюбинговых установок. Экономическая целесообразность применения гибких труб (ГТ) проверена временем: сокращается время на проведение работ; есть возможность не производить глушение скважин; не производится подъем насосно-компрессорных труб (НКТ), так как, колтюбинговые трубы спускают в трубу НКТ или межтрубное пространство.

На основании проведенных исследований в НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина разрабатывается и широко применяется «Технология очистки ПЗП нагнетательных скважин ПАВ-кислотным раствором». Данная технология разрабатывалась для условий низких температур пласта (порядка 40°C) и большом количестве асфальтено-смоло-парафинистых отложений (АСПО), солей и железа на забое скважины. Все работы проводились через гибкую трубу, спускаемую в трубу НКТ. Технология состоит из поэтапной обработки скважины, включающая три последовательные обработки:

- промывка забоя от углеводов водным раствором многофункционального ПАВ «Нефтенол К»;

- промывка забоя раствором соляной кислоты с «Нефтенолом К» для лучшего отмыва забоя от загрязнений и очистки перфорационных отверстий, что способствовало бы продвижению следующей пачки в ПЗП;

- продавка в ПЗП пачки раствора сухокислоты «СК-ТК 4» с «Нефтенолом К» для отмыва пласта от загрязнений.

Такая многоступенчатая обработка связана с результатами исследований загрязнений ПЗП нагнетательных скважин, проб из системы ППД и всего комплекса исследований на совместимость флюидов и

кернового материала с технологическими растворами, и фильтрационных исследований.

Было установлено, что вода из системы ППД ОАО «Татнефть» содержит большое количество железа (до 55,5 мг/л), в то время как в образцах из ПЗП железа мало (до 0,8 мг/л), откуда следует вывод, что железо, в виде комплексов загрязнений с АСПО, солями и глинами, сосредотачивается в ПЗП.

Разработанная технология позволяет разрушить комплекс загрязнений: удалить АСПО, перевести в растворенное состояние неорганические соли и соединения железа, и удерживая их в объеме технологической жидкости удалить их из ПЗП.

За период 2007 – 2010 гг. в результате были проведены обработки нагнетательных скважин силами ОАО «Актюбинск – РемСервис» на двухстах скважинах. Успешность проведения технологии составила 90%, а эффективность 60%, прирост приемистости скважин увеличивался сразу после обработки в два-три раза.

ЛИТЕРАТУРА:

1. [Магадов Р.С.], Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. Совершенствование кислотных обработок скважин путем добавки многофункционального поверхностно активного вещества – НЕФТЕНОЛа К, Нефть, газ и бизнес.- №1-2, 2007.
2. Магадова Л.А., Силин М.А., Давлетшина Л.Ф. Л.Ф., Ефанова О.Ю., Исмагилов Ф.З., Ахметшин Р.М. Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы - новые решения, Журнал «Территория НЕФТЕГАЗ» - №3, 2009.

ОЦЕНКА ОСАДКО-ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ РЕАКОМ

Р.Н. Якубов¹, А.С. Козлова², А.В. Лысенков³

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
450064, г. Уфа, Космонавтов, 1, тел. 8(347)243-17-71,
¹ryakubov@gmail.com, ²sasha04@list.ru, ³rusoil.aleksey@mail.ru

С 1989 года на нефтяных месторождениях Башкортостана начали активно проводиться полимер-кислотные обработки (ПКО) и ремонтно-изоляционные работы (РИР) по ограничению притока воды с использованием полимера гипан (гидролизированный полиакрилонитрил) и применением в качестве коагулянтов солей (хлоридов) 2-х или 3-х валентных металлов [1-3], а позднее и гипан (гидролизированные волокна полиакрилонитрила) [4, 5]. Геолого-технические мероприятия с применением этих реагентов позволяют обеспечивать технологический

эффект [3]. С 2008 года начал применяться реагент ПВВ (полимер водный всесезонный), а в качестве коагулянта - раствор алюмохлорида ($AlCl_3$) [6]. Однако, как показала практика его использования, необходима дальнейшая отработка в промышленных условиях технологий применения тампонирующих составов. По мере увеличения продолжительности эксплуатации, истощения карбонатных коллекторов и роста обводненности добываемой продукции, технологии интенсификации добычи нефти и ограничения притока воды, основанные на применении упомянутых выше полимеров, уже не обеспечивают высоких показателей эффективности. По этой причине проводится постоянный поиск более совершенных осадко-гелеобразующих полимерных материалов.

С этой целью рассматривается возможность применения новой полимерной композиции Реаком, производимой предприятием ООО НПЦ «Комплекс-Ойл», а в качестве коагулянта - раствора хлорида кальция ($CaCl_2$) или алюмохлорида.

Проведены лабораторные исследования по изучению реологических свойств полимера Реаком для определения оптимальной концентрации, удовлетворяющей технологическим требованиям по закачке реагентов в призабойную зону скважины. Обычно вязкость полимерных материалов при закачке насосными агрегатами рекомендуется выбирать на уровне 20-30 мПа·с. По результатам этих экспериментов выбрана оптимальная концентрация раствора полимерной композиции Реаком - 20%.

Для оценки эффективности объемного осадко-гелеобразования проведены лабораторные исследования с 20 %-ным раствором полимера Реаком. Смешение растворов полимера и коагулянта ($CaCl_2$ концентрацией от 2,5 до 30%) проводилось в широком диапазоне объемных соотношений (от 1/5 до 5/1 соответственно) при постоянной температуре 20 °С. Общий объем смеси реагентов оставался одинаковым при различных объемных соотношениях и составлял 50 мл. Время реагирования - 4 часа. Затем измерялся объем образовавшегося осадка и по визуальным наблюдениям описывалась его структура.

Для сравнительного анализа также проведены лабораторные эксперименты с реагентом ПВВ по идентичной методике.

При применении реагентов на месторождениях, соотношение объемов полимера и коагулянта находится в пределах от 1/1 до 1/4 соответственно. Поэтому, для сопоставления, на рис. 1 представлены зависимости между удельным объемом полученного осадка (отношение объема осадка к объему исходного раствора полимера) и соотношением объемов реагентов (растворов полимера и коагулянта) для полимерной композиции Реаком и ПВВ. Из представленных зависимостей видно, что полимер Реаком характеризуется большим удельным объемом осадка, чем ПВВ при тех же объемных соотношениях, а при малых значениях соотношений существенно превосходит его по эффективности объемного

осадкообразования. Учитывая неоднородность и нестационарность процессов смешения растворов полимеров с коагулянтами в призабойной зоне пласта, это может иметь большое значение.

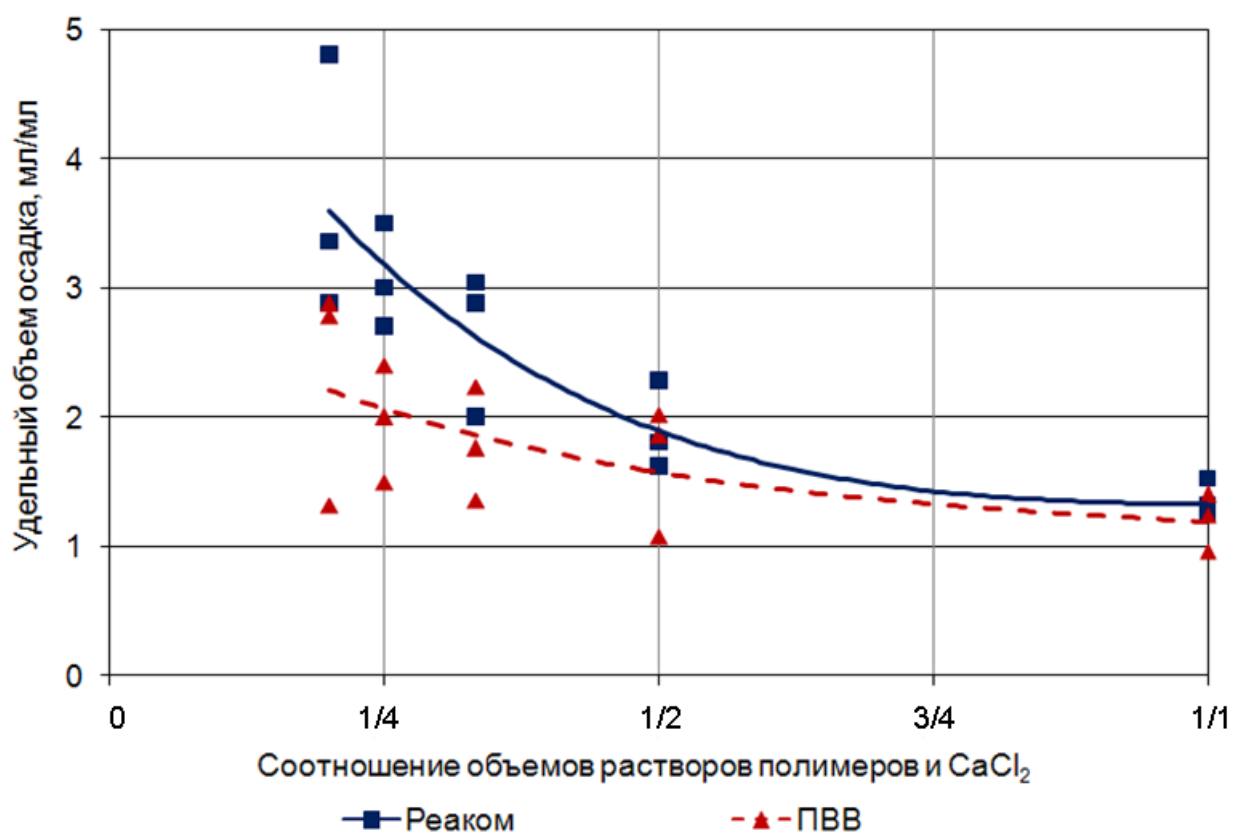


Рис.1. Зависимость удельного объема осадка полимеров от соотношения объемов реагентов

В ходе эксперимента также проводились визуальные наблюдения и описание структуры образовавшегося осадка, поскольку характер осадка следует учитывать при выборе оптимальных концентраций и соотношений объемов реагентов для проведения ГТМ.

При больших величинах соотношений объемов Реакома и хлористого кальция (до 2/1) наблюдается желеобразная однородная масса во всем объеме (низкие концентрации CaCl_2 до 10%), которая с ростом концентрации CaCl_2 переходит в рыхлую пастообразную мелкодисперсную массу с вкраплениями жидкости. При других соотношениях объемов реагентов осадок рыхлый, хлопьевидный, мелкодисперсный, однородный, взвешенный в жидкости. С уменьшением величины соотношения наблюдается образование крупнодисперсных хлопьев и комочков продуктов реакции.

Таким образом, можно заключить, что Реаком является перспективным осадко-гелеобразующим реагентом для проведения РИР и ПКО. Рабочие концентрации раствора CaCl_2 составляют 15-25%, а

наиболее эффективные соотношения объемов растворов Реакома и хлористого кальция – 1/2-1/4. Для дальнейшего изучения эффективности применения нового полимера необходимо проведение не только лабораторных, но и промысловых испытаний с применением полимерной композиции Реаком в качестве осадко-гелеобразующего реагента для РИР и ПКО.

ЛИТЕРАТУРА

1. Патент №1804732 РФ, МКИ E21 В 43/22. Способ обработки карбонатных трещиновато-пористых коллекторов с высокой обводненностью /В.М. Черненко, В.В. Семенов, Р.М. Тухтеев и др. (Россия). – Оpubл. 23.03.93., Бюл. №11.
2. СТП 03-09-2004 «Технология гипано-кислотной обработки карбонатных коллекторов с высокой обводненностью» - ОАО «АНК «Башнефть»
3. Тухтеев Р.М., Антипин Ю.В., Карпов А.А. Интенсификация добычи нефти из карбонатных коллекторов //Нефтяное хозяйство. – 2002. -№4. – С. 68-70.
4. Патент №2171371 РФ, МКИ E 21 В 43/27. Способ кислотной обработки трещиновато-пористых коллекторов с высокой обводненностью /И.М. Назмиев, И.М. Галлямов, Ф.Д. Шайдуллин и др. (Россия). – Оpubл. 27.07.01., Бюл. №21.
5. СТП 16-15283860-002-2004 «Технология гипано-кислотного воздействия на призабойную зону карбонатного пласта» - ОАО «АНК «Башнефть»
6. СТО 00135645-224-2008 «Технология полимер-кислотного воздействия на призабойную зону карбонатного пласта» - ОАО «АНК «Башнефть»

ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НЕФТЕОТДАЧИ

М.А. Силин, Д.Ю. Елисеев, А.Н. Куликов, А.В. Заворотный,
М.В.Поборцев

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина,
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8 (495) 956-62-57, eliseev.dy@gmail.com

Особенностью современного состояния разработки нефтяных месторождений Западной Сибири является повышенная выработанность их начальных извлекаемых запасов (НИЗ), часто сопровождаемая бездействием многих добывающих скважин в связи с их обводнением закачиваемой водой. Целью данной работы является поиск путей адаптации физико-химических технологий повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) к данным условиям.

Для решения задачи ПНП на залежах с повышенной выработкой запасов нефти, в том числе в результате многократного применения

традиционных технологий ПНП, эффективность которых заметно снизилась, в последнее время разрабатываются новые физико-химические технологии, обеспечивающие образование геля в удаленной зоне пласта [1]. В частности компанией Nalco разработана технология Bright Water, основанная на закачке в пласт дисперсии сверхмалых частиц полимера и на действии пластовой температуры.

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина создан отечественный аналог – технология повышения нефтеотдачи пластов *SiXell* с дальним гелеобразованием. Технология *SiXell* предусматривает закачку в пласт через нагнетательные скважины трех различных составов, каждый из которых выполняет свою функцию:

1. Закачка раствора полиакриламида с биоцидом – позволяет маловязкому раствору термогелирующего состава равномерно распределяться по мощности пласта, адсорбируемые молекулы полимера позволяют получать гель улучшенными структурно-механическими свойствами.
2. Закачка модифицированного состава на основе неорганических солей – позволяет обрабатывать более удаленные зоны пласта, за счет более увеличенного времени гелирования.
3. Закачка раствора полиполимерного состава с термосшивателем позволяющем получать гель через увеличенный интервал времени, по сравнению с составами на основе полиакриламида и ацетата хрома.

Для обоснования применения технологии с дальним гелеобразованием в указанных условиях был проведен вычислительный эксперимент, включающий качественный сравнительный анализ эффективности различных технологий ПНП:

- традиционная технология ВПП нагнетательных скважин с гелеобразованием в ПЗП;
- потокоотклоняющая технология с гелеобразованием в удаленной зоне пласта.

Для проведения эксперимента в электронном симуляторе построена схематическая модель монолитного проницаемостно неоднородного пласта с ростом проницаемости от его кровли к подошве (рис. 1). Диапазон значений проницаемостей составлял от 10 до 200 мД. Пласт в модели эксплуатировался с применением рядной системой заводнения.

Для исследования эффективности потокоотклоняющих технологий в зависимости от места образования геля на линии нагнетательная скважина – скважина первого ряда отбора в модели были заданы несколько регионов, в которых задавался фактор сопротивления закаченного геланта. На рис. 1 такие регионы отмечены разными цветами. Синим цветом отмечен 1-й регион гелеобразования, расположенный в ПЗП нагнетательной скважины, голубым цветом – 2-й регион гелеобразования,

расположенный в удаленной зоне пласта, зеленым цветом – 3-й регион, расположенный в наиболее удаленной зоне пласта, наиболее близкой к добывающим скважинам 1-го ряда отбора.

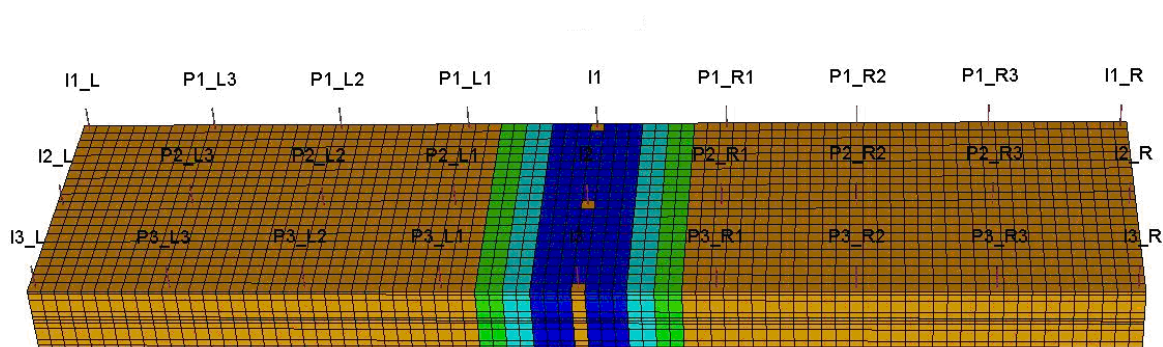


Рис. 1 – Схематическая гидродинамическая модель элемента рядной системы заводнения монолитного пласта с отмеченными регионами гелеобразования полимерного состава

Для учета потерь тампонирующих свойств рабочего раствора за счет деструкции состава при его фильтрации в удаленную зону пласта было задано снижение эффективной вязкости при переходе состава из региона в регион. Для учета неньютоновских свойств состава была задана функция сдвигового разрушения геля с потерей до 50% вязкости при скоростях фильтрации более 0.9 м/сут.

Чтобы расчетную эффективность технологий можно было сравнивать между собой рабочие характеристики гелевого экрана заданы одинаковыми. Объем рабочей оторочки состава при использовании различных технологий также был задан одинаковым, равным 600 кубов на обрабатываемую скважину.

На рис. 2 представлены результаты расчетов динамик добычи нефти и обводненности продукции скважин при применении различных технологий. Результаты расчетов позволили отметить, что эффективность ВПП с дальним гелеобразованием выше эффективности традиционной технологии почти на 47 %, а по скважинам первого ряда – на 72 %.

Особенностью старых нефтяных месторождений является то, что потокоотклоняющие технологии ПНП применялись на них многократно, что не могло не сказаться на их эффективности.

Поэтому актуальным является вопрос наличия преимуществ в данных условиях технологии ПНП с дальним гелеобразованием. Для ответа на данный вопрос был проведен вычислительный эксперимент по расчету и сравнению показателей эффективности описанных технологий при их использовании в повторных обработках. Результаты расчетов приведена на рис. 3.

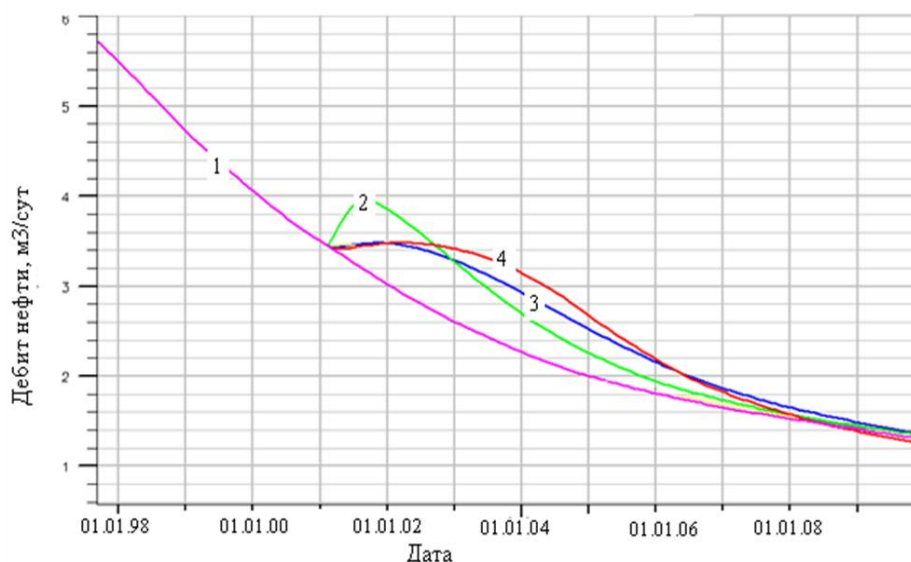


Рис. 2 - Динамика суммарной суточной добычи нефти по скважинам первого ряда: 1 – в базовом варианте, 2 – при проведении ВПП по традиционной технологии, 3 - при применении технологии с дальним гелеобразованием, 4 - при «сверх» дальнем гелеобразовании

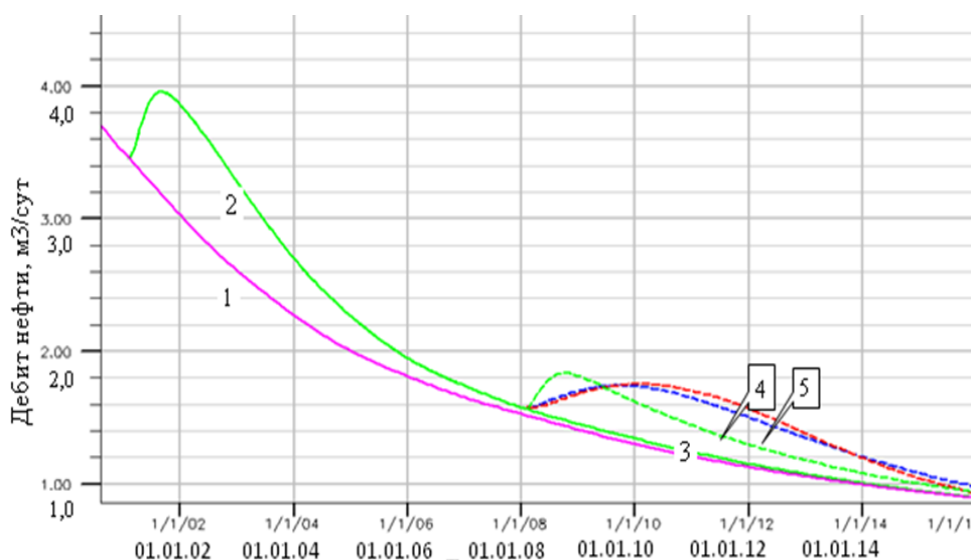


Рис. 3 – Динамика дебита нефти скважин первого ряда при первичной и при вторичной обработках с использованием различных технологий: 1 – базовый вариант, 2 – первое применение традиционной технологии ВПП нагнетательных скважин, 3 – повторная обработка по традиционной технологии ВПП нагнетательных скважин, 4 - повторная обработка по технологии с удаленным гелеобразованием, 5 – повторная обработка по технологии с самым удаленным гелеобразованием

Анализ рисунка позволяет отметить, что эффективность повторной обработки также увеличивается при использовании технологии с удаленным гелеобразованием. Расчеты показали, что и при повторной

обработке нагнетательных скважин эффективность технологии с дальним гелеобразованием выше, чем у традиционной на 46 – 56 %.

Особенностью текущего состояния разработки многих месторождений Западной Сибири является также бездействие большинства скважин первого ряда, остановленных из-за высокой обводненности продукции. В связи с этим был проведен сравнительный расчет эффективности рассматриваемых технологий в данных условиях.

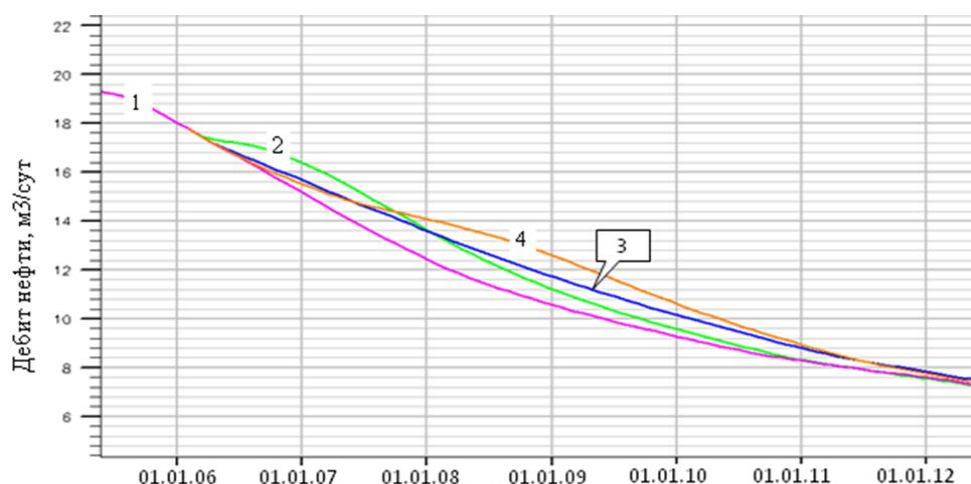


Рис. 4 – Динамика суммарного дебита нефти скважин второго ряда в условиях остановленных скважин первого ряда при обработке нагнетательных скважин с использованием различных технологий: 1 – в базовом варианте, 2 – при проведении ВПП по традиционной технологии, 3 – при применении технологии с дальним гелеобразованием, 4 – при гелеобразовании в районе скважин первого ряда

На рис. 4 представлены расчетные динамики суммарного дебита нефти скважин второго ряда при обработке нагнетательных скважин с использованием указанных технологий в условиях остановленных скважин первого ряда, а также базовый расчетный вариант при отсутствии обработок. Дополнительно добавлен вариант, при котором гелеобразование закаченного через нагнетательную скважину геланта происходит в районе остановленной добывающей скважины первого ряда. Целью такого расчетного варианта является оценка перспективности работ по ПНП путем закачки гелеобразующего состава непосредственно в остановленную по обводнению добывающую скважину первого ряда. Во всех расчетах обработка нагнетательных скважин произведена через 1,5 года после остановки скважин первого ряда по их обводнению.

Анализ представленных на рис. 4 материалов позволяет отметить следующее. Величина накопленной дополнительной добычи нефти за счет применения потокоотклоняющих технологий в случае работающих скважин первого ряда выше, чем в случае их бездействия. Накопленная дополнительная добыча нефти при гелеобразовании в ПЗП нагнетательной

скважины в первом случае составила 1690 куб.м., а во втором – 1263 куб.м. Столь заметная разница в эффективности технологий ПНП при различном состоянии добывающего фонда объясняется меньшей величиной базовой добычи при меньшем реагирующем фонде, а также более поздней датой проведения мероприятия по ПНП при остановленных скважинах первого ряда, когда остаточных запасов нефти в блоке заводнения заметно меньше. В случае применения технологии с гелеобразованием между нагнетательной скважиной и скважиной 1-го ряда эти цифры составили соответственно 2363 и 1646 м³.

Расчетная технологическая эффективность мероприятия при гелеобразовании в районе остановленных скважин первого ряда заметно превосходит эффективность других технологий и составляет 2263 м³. Это объясняется большим объемом остаточных запасов нефти в районе скважин первого ряда, что позволяет сделать вывод о росте эффективности ВПП нагнетательной скважины с удалением района гелеобразования. Это также позволяет сделать вывод о перспективности разработки технологий воздействия на обводненный пласт через остановленные по обводнению добывающие скважины первого ряда.

Очевидно, что реализация технологии с дальним гелеобразованием потребует использования больших объемов рабочей оторочки, что обуславливает высокую стоимость работ. Причем необходимый объем рабочей оторочки увеличивается с удалением зоны гелеобразования от обрабатываемой нагнетательной скважины. Это обуславливает целесообразность поиска альтернативных технологических решений при необходимости воздействия на самые удаленные участки пласта

Альтернативным решением, обеспечивающим вовлечение в заводнение недренируемых запасов нефти в удаленной зоне пласта при заметно меньших расходах реагентов может стать обработка гелеобразующими составами добывающих скважин первого ряда, остановленных из-за обводнения за счет прорыва фронта нагнетаемой воды. Следует при этом отметить, что в условиях расчлененного пласта целью такой обработки является перераспределение потоков закачиваемой воды внутри промытого высокопроницаемого пропластка.

Согласно результатам вычислительных экспериментов, представленных в работах [2, 3], с перераспределением закачиваемой воды внутри высокопроницаемых пропластков связана основная доля технологического эффекта от применения физико-химических технологий ВПП нагнетательных скважин. Даже при самой высокой обводненности продукции скважин, эксплуатирующих проницаемостно неоднородный пласт, в слабодренируемых зонах высокопроницаемых пропластков сохраняются неподвижные целики нефти, что и обуславливает основную долю эффективности традиционных физико-химических технологий ПНП.

Описанное указывает на нецелесообразность раннего проведения работ по отключению в разрезах добывающих скважин обводненных высокопроницаемых пропластков из-за возможности потери в них остаточной нефти, которую можно извлечь с использованием потокоотклоняющих технологий ПНП. С другой стороны с учетом описанного особую актуальность приобретает вопрос вовлечения в разработку запасов низкопроницаемых пропластков. Одно из решений данного вопроса связано с использованием технологий селективной изоляции и отключения обводненных интервалов пласта в добывающих и в нагнетательных скважинах с применением составов на основе БТРУО, ВИС-1, ВИС-2, эмульсионных составов созданных в НОЦ «Промысловая химия». Причем применять их рекомендуется на самой поздней стадии разработки залежи после многократного применения потокоотклоняющих технологий, обеспечивающего максимальную выработку запасов высокопроницаемых пропластков.

Выводы:

1. В условиях монолитного пласта и рядной системы заводнения эффективность потокоотклоняющих технологии ПНП с удаленным гелеобразованием выше, чем у традиционных технологий на 56-72 % по скважинам первого ряда и на 40-47 % по сумме скважин первого и второго рядов.
2. Отмеченное можно объяснить тем, что в пласте на удалении от нагнетательной скважины локализовано большее количество остаточной нефти, благодаря чему при установке там гелевого экрана в заводнение вовлекаются большие запасы.
3. При выполнении повторных обработок нагнетательных скважин в указанных условиях эффективность технологии с дальним гелеобразованием выше, чем у традиционной на 46-56 %. Это позволяет рекомендовать технологию с дальним гелеобразованием для решения задачи ПНП после многократного использования традиционных технологий ВПП нагнетательных скважин.
4. Эффективность потокоотклоняющих технологий увеличивается с удалением региона гелеобразования от обработанной нагнетательной скважины, особенно в условиях остановленных по обводнению добывающих скважин первого ряда. Причем наибольший технологический эффект получен при гелеобразовании рабочей оторочки в районе скважин первого ряда.
5. Это позволяет рекомендовать в условиях высокой выработанности запасов нефти и при остановленных скважин первого ряда обрабатывать их гелеобразующими составами с целью отклонения потоков закачиваемой воды по пласту в сторону слабодренлируемых целиков остаточной нефти.

6. После многократного применения на чисто нефтяной залежи физико-химических потокоотклоняющих технологий ПНП и при достаточной выработки запасов в высокопроницаемых пропластках рекомендуется применять технологии по их селективной изоляции и отключению в разрезах добывающих и нагнетательных скважин и по вовлечению в разработку запасов низкопроницаемых пропластков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. и др. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №7. - С.110 - 112.
2. Силин М.А., Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Влияние геолого-технологических факторов на повышение нефтеотдачи пластов // Материалы Российской нефтегазовой технической конференции SPE г. Москва. 26-28 октября 2010.
3. Елисеев Д.Ю., Куликов А.Н. Исследование влияния геолого-технологических факторов на эффективность физико-химических методов повышения нефтеотдачи пластов и дальнейшее их совершенствование // Нефть. Газ. Новации. - 2010. - №7. - С. 55-61.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ

Р.Р. Хусаинов, А.А. Молчанов, А.А. Максютин

Национальный минерально-сырьевой университет («Горный»)
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, 2,
тел. 8 (812) 328-82-40, Khusainov_r_r@mail.ru

В наши дни нефть является важнейшим химическим сырьем и энергетическим источником. В последние годы в общей структуре запасов нефти в России существенно увеличилась доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В настоящее время ввод новых месторождений в эксплуатацию не может обеспечить восполнение извлекаемых запасов и компенсировать текущее падение добычи нефти на эксплуатируемых месторождениях, и к тому же вводимые в разработку залежи, как правило, представлены низкопродуктивными, высоконеоднородными и слабопроницаемыми коллекторами. Сегодня основной объем добычи нефти приходится на месторождения, введенные в эксплуатацию к 80-м годам нашего столетия, где в прошлые годы наблюдался неоправданно интенсивный отбор нефти, что привело к нарушению оптимальных режимов эксплуатации, высокому обводнению

добываемой продукции, существенному загрязнению призабойных зон скважин[1].

В качестве решения данной проблемы предлагается использование физических методов увеличения нефтеотдачи, таких как виброволновое воздействие на пласт. Впервые метод обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин, использующий виброволновое воздействие, был испытан на нефтяных промыслах еще в 60-х годах, и сразу же были получены достаточно обнадеживающие данные по его технологической эффективности. Тем не менее, дальнейший опыт показал, что для достижения высокой успешности и рентабельности метода, при его применении в осложненных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин, необходимо осуществление целого ряда теоретических, лабораторных и промысловых исследований, конструкторских и технологических изысканий.

Перспективной в группе виброволновых методов является технология плазменно-импульсного воздействия, промысловые испытания которой показали высокую эффективность на ряде нефтяных месторождений. Однако, в настоящее время не достаточно изучены особенности и механизм действия технологии плазменно-импульсного воздействия на пластовую систему в целом [2]. В связи с этим были проведены экспериментальные исследования по изучению влияния технологии ПИВ на реологические свойства высоковязкой нефти и фильтрационные характеристики призабойной зоны продуктивного пласта. Для проведения реологических исследований использована нефть верхнего карбона, Республика Татарстан (в пластовых условиях средняя вязкость составляет $40,9 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, средняя плотность – 874 кг/м^3) и Усинского месторождения, Республика Коми (в пластовых условиях средняя вязкость составляет $710 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, средняя плотность – 934 кг/м^3). Основные результаты исследований тиксотропных свойств нефти показали, что применение плазменно-импульсного воздействия позволяет снизить эффективную вязкость нефти до 30%, а проявление тиксотропных свойств до 48% в зависимости от типа обрабатываемой нефти.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых ученых – кандидатов наук (договор № 16.120.11.690-МК).

Литература

1. Дыбленко В.П., Камалов Р.Н., Шариффулин Р.Я., Туфанов И.А. "Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия". 2000 г. 5 – 11 с.
2. Муслимов Р. Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности: Учебное пособие. – Казань: изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2005. – 688 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБРАБОТКИ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Д.Ю. Елисеев, В.А. Лебедев, Л.А. Магадова

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8 (495) 956-62-57, eliseev.dy@gmail.com

В настоящее время процесс разработки нефтяных месторождений моделируется на математических моделях месторождения, которые описывают основные фильтрационные процессы, происходящие при вытеснении нефти водой. В данные гидродинамические модели входят процессы моделирования интенсификации добычи на основе изменения значений скин-фактора, который определяет изменение продуктивности скважины.

Основой для расчета изменения скин-фактора, является уравнение Хокинса [1]. Используя концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, Хокинс построил модель скважины, как показано на рис. 1:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_{\text{скв}}}, \quad (1)$$

где k – проницаемость коллектора, k_s – проницаемость измененной или поврежденной зоны, r_s – радиус измененной или поврежденной зоны, $r_{\text{скв}}$ – радиус скважины.

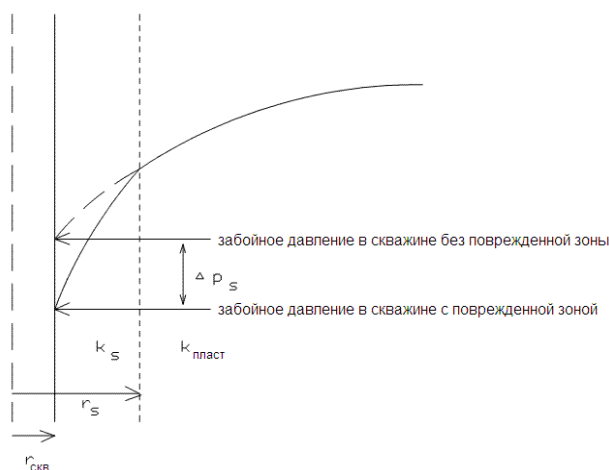


Рис. 1. Схема поврежденной кольцеобразной зоны вокруг скважины

Для расчета значения скин-фактора для каждого пропластка добывающей скважины необходимо в уравнение Хокинса заложить изменение проницаемости полученной путем проведения лабораторных исследований на керновом материале.

Расчет радиуса воздействия на призабойную зону производится на основе лабораторных исследований по скорости реакции кислотного состава с породой пласта (рис. 2.).

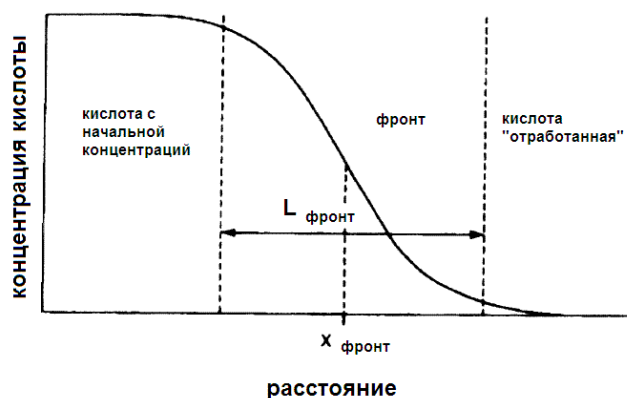


Рис. 2. Профиль концентрации кислоты в пласте

Конечное положение фронта определяется по формуле [2]:

$$X_{\text{фронт}} = R q C_o t, \quad (2)$$

где C_o – концентрация кислотного состава в растворе, кг/куб.м.; q – скорость закачки кислотного состава, приведенная на площадь фильтрации, м/сек; t – время закачки кислотной композиции в пласт, сек; $X_{\text{фронт}}$ – положение фронта кислотного состава в пласте, м; R – константа, учитывающая физико-химические свойства пласта, куб.м./кг.

Проведенные в НОЦ «Промысловая химия» лабораторные исследования изменения проницаемости кернового материала Возейского месторождения после воздействия кислотной композиции Химеко ТК-2К были построены зависимости конечной проницаемости от начальной (см. рис. 3).

Так как в литературе встречается достаточно большое количество математических зависимостей изменения проницаемости от начальных параметров пласта, ниже приводятся некоторые из них:

$$k = k_i \exp\left(\beta \frac{m}{m_i}\right), \quad (3)$$

$$k = k_i \left(\frac{m}{m_i}\right)^\beta, \quad (4)$$

где k_i - начальная проницаемость, м^2 ; k - проницаемость после кислотной обработки, м^2 ; t_i - начальная пористость, д.ед.; t - пористость после кислотной обработки, д.ед.; β - коэффициент, д.ед.

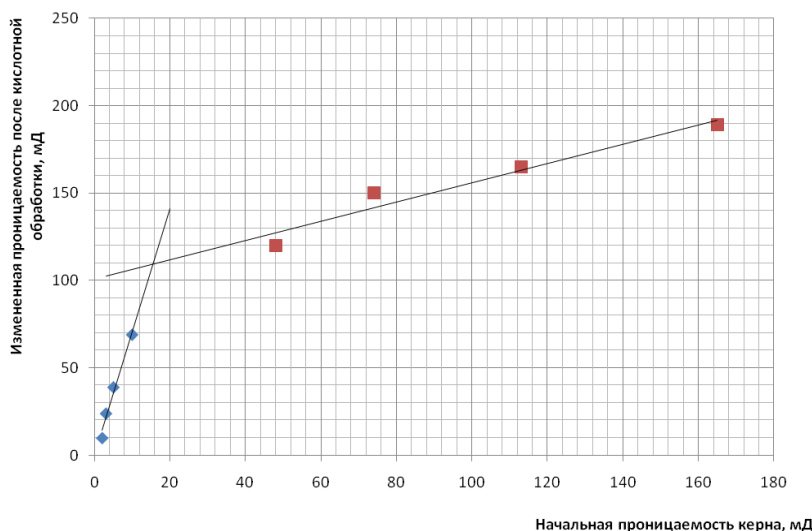


Рис. 3. Изменения конечной проницаемости после кислотной обработки от начальной проницаемости.

Однако анализ данных зависимости не позволил их применить для пластов среднедевонской залежи Возейского месторождения. Поэтому для расчета изменения проницаемости были применены следующие зависимости:

$$\begin{cases} k = 7.026 \cdot k_i + 0.386, \text{ при } k \text{ меньше } 15,5 \text{ мД} \\ k = 0.551 \cdot k_i + 100.8, \text{ при } k \text{ больше } 15,5 \text{ мД} \end{cases} \quad (5)$$

Оптимальное количество закачиваемой кислоты зависит не только от повышения продуктивности, но так, же от экономической и технической составляющей процесса проведения кислотной обработки. В связи с этим при расчете значения скин-фактора был введено ограничение по объемы кислоты на 1 метр обрабатываемой мощности пласта, а так же общий объем кислоты. Так ограничение по объему кислоты на 1 метр обрабатываемой мощности пласта должно составлять не более 3 куб.м., при этом общий объем кислот на 1 скважину не должен превышать 50 куб.м.

Анализ лабораторных исследований показал, что при существующей технологическом ограничении на скорость закачки (для предотвращения гидравлического разрыва пласта, а также не допущению прорывов кислоты по высокопроницаемым пропласткам) оптимальное положения фронта растворения находится в 2 метрах от скважины.

Таким образом, для расчета скин-фактора для каждого пропластка необходимо знать его проницаемость и пористость, эти данные определяются стандартными геофизическими исследованиями.

Данные для расчетов на одной из добывающих скважин среднедевонской залежи Возейского месторождения приводятся в таблице ниже.

Таблица 1. Данные для расчета изменения значения скин-фактора после проведения ОПЗ

<i>скв.</i>	<i>перфорация</i>	<i>мощность, м</i>	<i>проницаемость, мД</i>	<i>пористость, %</i>
А	3131-3132	2	75	9
	3136-3139,5	3,5	320	12,5

В таблице 2 приводятся расчет данных для гидродинамического моделирования кислотной обработки пласта на математической модели, а так же количество кислотного состава Химеко ТК-2К для

Таблица 2. Расчетные данные для гидродинамического моделирования ОПЗ

<i>скв.</i>	<i>перфорация</i>	<i>измененная проницаемость, мД</i>	<i>Измененный скин</i>	<i>радиус измененной зоны, м</i>	<i>Объем кислоты, куб.м.</i>
2605	3131-3132	135	-1,340	2,0	2,3
	3136-3139,5	344	-0,210	2,0	5,7
	Итого				8,0

Выводы:

1. Созданы подходы к обработке лабораторных данных для дальнейшего их использования в математической модели пласта.

2. Показана возможность использования стандартных математических гидродинамических моделей для проектирования процессов интенсификации добычи в целом по месторождению.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мукерджи Х. Производительность скважин. Руководство. – М.: Юкос, 2001. 185 с.
2. Acidizing Fundamentals / Williams B.B., et al.- SPE, 1979. 131 p.
3. Lund. K., et al Experimental correlations and techniques for the acidization of sandstone cores // Chemical Engineering Science, 1976, Vol. 31, pp. 373-380.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАДИАЦИОННОГО ОБЛУЧЕНИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЩЕГО АГЕНТА НА ОСНОВЕ НАНОЧАСТИЦ ПОЛИАКРИЛАМИДА

С.А. Шувалов, В.А. Винокуров

Российский Государственный Университет нефти и газа им. И.М.Губкина
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65.
тел. 8(495)380-71-94, shuvalov_sa@mail.ru

Для решения проблемы повышения эффективности заводнения применяются потокоотклоняющие технологии, основанные на использовании полимерных материалов. В качестве основного реагента используется полиакриламид (ПАА), что обусловлено его высокими реологическими характеристиками.

К числу новых реагентов на основе ПАА можно отнести РИТИН-10, представляющий собой полимер с трехмерной структурой, полученный при воздействии ионизирующего излучения на молекулы полиакриламида. Однако данный реагент обладает серьезным недостатком: неспособностью проникать на заданное расстояние от призабойной зоны пласта вследствие трудности проникновения набухших полимерных частиц в объем пласта.

В работе предпринята попытка решения этой проблемы путем получения полиакриламида обратноэмульсионной полимеризацией под воздействием радиационного облучения. К достоинствам радиационного инициирования полимеризации следует отнести отсутствие вещественного инициатора (получение более чистого продукта), отсутствие зависимости от температуры, положительное влияние на стабильность коллоидных систем (присутствие очень малых количеств эмульгаторов).

Были выявлены закономерности процесса получения наносферических частиц полиакриламида. Изучены зависимости размеров частиц от концентрации эмульгатора, концентрации акриламида и дозы облучения. В качестве дисперсионной среды предполагается использовать дизельное топливо, что является более выгодным с экономической точки зрения. Дизельное топливо также содержит ряд природных эмульгаторов, которые увеличивают стабильность системы. Была предпринята попытка использования отечественных поверхностно-активных веществ в качестве эмульгаторов.

Исследования распределения частиц по размерам проводились методом динамического рассеяния света на приборе Photocor Mini, морфология частиц изучалась на электронном микроскопе JEOL JEM-2100.

Предполагается, что применяемое в качестве инициатора γ -излучение позволяет провести одновременно сразу два процесса:

полимеризацию и сшивку, в результате чего образуются суспензия нанолатексов сшитого полимера с высокой молекулярной массой и уникальными реологическими свойствами.

При последующей закачке воды предполагается разрушение суспензии и образование гидрогеля. Способность наночастиц набухать в воде увеличит селективность действия потокоотклоняющих технологий, так как позволит в максимальной степени снижать проницаемость промытых участков и каналов неоднородного пласта, и относительно мало влиять на проницаемость зон пласта с высокой нефтенасыщенностью. Можно также использовать данный реагент для селективной водоизоляции – набухание полимерных нано- и микрочастиц будет приводить к образованию прочных гелеобразных экранов только в водонасыщенных интервалах, по которым вода поступает в скважину.

ТЕХНОЛОГИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

О.Б. Собанова, И.Л. Федорова, Д.В. Краснов, А.А. Фомичев

Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии
(ОАО «НИИнефтепромхим») 420061, г. Казань, Н.Ершова, 29,
тел. 8(843) 238-36-39, факс 272-60-81, [sabanova @ neftpx.ru](mailto:sabanova@neftpx.ru)

Как правило, кислотные обработки при обводненности продукции выше 40-60 % неэффективны. В отличие от других кислотных методов, разработанная технология направленной кислотной обработки (НКОВП) предназначена для увеличения продуктивности скважин, вскрывающих как карбонатные, так и терригенные высокообводненные пласты с температурой 15-55 °С и различной минерализацией попутно-извлекаемых вод.

Метод основан на увеличении эффективности кислотных обработок путем блокировки высокопроницаемой обводненной части пласта. Блокировка зон с повышенной проницаемостью осуществляется с помощью вязких «гелеобразных» эмульсионных систем обратного типа, образующихся при контакте углеводородной композиции поверхностно-активных веществ (реагента СНПХ-9633) с водами, обводняющими скважину. Последующее введение кислотного состава позволяет подключить в работу низкопроницаемые нефтенасыщенные части пласта неохваченные ранее воздействием.

В 2010-2011г.г. на месторождениях Татарстана обработано 17 скважин, вскрывающих карбонатные и терригенные коллектора. Скважины характеризовались высокой обводненностью добываемой

продукции (80-99%), небольшими коэффициентами продуктивности и низкими динамическими уровнями. После применения НКОВП во всех скважинах наблюдалось повышение динамических уровней и увеличение коэффициентов продуктивности. Обводненность добываемой продукции снизилась в среднем на 20%, дебит жидкости увеличился в 1,2-1,5 раза, а дебит нефти - в 1,5-2 раза. На 1.01.2012г. текущая дополнительная добыча нефти составила 8045т (473 т/скв.-обр.) при среднесуточном приросте дебита нефти 2 т/сут. и текущей продолжительности эффекта в среднем 10 мес. Сокращение добычи попутно-извлекаемой воды - 14115т (830 т/скв.-обр.). Успешность – 88,2%. На всех скважинах кроме одной эффект продолжается.

АЗОТСОДЕРЖАЩИЕ РЕАГЕНТЫ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ ДОБЫЧУ НЕФТИ

Т.П. Мудрик, Н.В. Пирогов, В.И. Левашова

Стерлитамакская государственная педагогическая
академия им. Зайнаб Биишевой,
453103, Республика Башкортостан, г. Стерлитамак, пр.Ленина, 49,
тел. 8(3473)43-73-29, t.mudrik@yandex.ru

Нами разработаны и предложены бактерициды и ингибиторы кислотной коррозии на основе полиэтиленполиаминов, гетероциклических аминов и пентенилхлоридов.

Гидрохлорированием изопрена и пипирилена получены хлорпентены, которые успешно использованы в N-алкилировании гексаметилентетрамина ди- и триалкиламинов, полиалканоламинов и полиэтиленполиаминов.

Доказано, что в интервале концентраций 20-100 мг/л полиалкилированный гексаметилентетрамин полностью подавляет рост сульфатвосстанавливающих бактерий и снижает скорость сероводородной коррозии на 80-95%.

Бактерициды на основе полиэтиленполиаминов обладают поверхностно-активными свойствами и в концентрациях 100мг/л существенно интенсифицируют вытеснение остаточной нефти.

Четвертичные аммонийные соли на основе пентенилхлоридов способны подавлять на 85-90% биокоррозию металла нефтепромыслового оборудования и сероводородную коррозию.

ЛИТЕРАТУРА

1. Разработка реагентов для подавления роста сульфатвосстанавливающих бактерий для нефтедобыче / Мудрик Т.П., Левашова В.И. // Нефтехимия. –2008. –Т. 48. – № 4. – С. 1-4.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО РАЗГЛИНИЗИРУЮЩЕГО СОСТАВА НА СКВАЖИНАХ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Р.Е. Зонтов, А.М. Булдакова, С.Н. Ваннова

ООО «Газпром добыча Астрахань», 414000, г. Астрахань, ул. Ленина, 30,
тел. (8512) 99-52-83, RZontov@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

При строительстве и капитальном ремонте скважин на Астраханском газоконденсатном месторождении используются технологические жидкости высокой плотности и колюматизирующей способности, что обуславливается аномально высоким пластовым давлением. Применение данных технологических жидкостей приводит к колюматации призабойной зоны пласта, как следствие снижению проницаемости, уменьшению притока флюида в скважины, падению добычи в целом. Также одной из проблем, возникающих в процессе эксплуатации скважин на Астраханском ГКМ, является накопление шлама и продуктов коррозии в стволе и на забое скважин.

С целью повышения эффективности очистки скважин от шлама, а также для восстановления фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта, нарушенных из-за колюматации компонентами бурового раствора в процессе строительства и ремонта совместно со специалистами ЗАО «Полиэкс» был разработан разглинизирующий кислотный состав Флаксокор 110, ТУ 2122-074-53501222-2009.

Состав представляет собой 20% раствор синтетической соляной кислоты с добавкой ингибитора коррозии и деструктора глин и полимерных материалов. Преимущество Флаксокора 110 заключается в том, что он растворяет карбонатную составляющую шлама, а также разрушает и диспергирует крупные конгломераты, нерастворимые в соляной кислоте, что обеспечит их вынос на дневную поверхность в процессе отдувки. При этом полностью исключается вторичное образование нерастворимых осадков.

В 2011 году состав успешно использован при освоении скважин после строительства и ремонта, а также на скважинах с накоплением шлама, в том числе с использованием ГНКТ. Несмотря на малые объемы - закачки 20-30 м³, удалось существенно увеличить производительность обработанных скважин благодаря высокой эффективности нового состава Флаксокор 110. По результатам 2011 г. эффективность проведенных СКВ поднялась до уровня СКО – средняя кратность эффекта 1,34. Объем дополнительной добычи, полученной в 2011 году за счет проведения СКВ с использованием Флаксокор 110 составил 68,424 млн. м³ газа сепарации.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ОБРАБОТОК ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ХЛОРИТОВОГО ЦЕМЕНТА

Л.А. Магадова, М.Д. Пахомов, З.Р. Давлетов

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
Тел.: (499) 135-11-92, zaurdavletov@mail.ru

Наибольшую сложность с позиций подбора оптимального кислотного состава и технологии процесса представляет обработка коллекторов смешанного литологического состава, в частности терригенных коллекторов (ТК) с содержанием глинистых минералов более 15%. Это объясняется тем, что глинистые минералы реагируют с компонентами кислотных систем быстрее, чем кварц и полевые шпаты, что связано с высокой удельной поверхностью глин. Следовательно, скорость растворения глинистых минералов должна быть минимальной, так как в противном случае вся кислота израсходуется в начальный период времени в призабойной зоне пласта и не сможет глубоко проникнуть в пласт. В результате снижается эффективность обработки.

В связи с этим целью данной работы является исследование особенностей воздействия различных кислотных систем на горную породу ТК с хлоритово-слюдистым цементом для определения наиболее эффективных кислотных композиций. В работе было исследовано воздействие на терригенную породу соляной и грязевой кислот, кислотных композиций семейства Химеко-ТК.

Установлено, что хлорит одинаково хорошо растворяется как фторсодержащими, так и бесфтористыми кислотными композициями. Следовательно, в случае высокого содержания хлоритового цемента (свыше 10%) при кислотной обработке ТК необходимо полностью отказаться от использования грязевой кислоты или других фторсодержащих кислотных составов и заменить их более безопасными бесфтористыми кислотными системами (соляная кислота, Химеко ТК-2К, СК-ТК-4). При содержании хлорита 5-10% мас. применение грязевой кислоты также может быть ограничено использованием более технологичных и эффективных фторсодержащих кислотных составов (Химеко ТК-2, ТК-3). Такие решения позволяют, с одной стороны, добиться установления необходимой степени гидродинамической связи с обрабатываемым коллектором и, с другой стороны, избежать при обработках ТК осложнений, вызванных осадкообразованием и коагуляцией пор коллектора за счет выноса зерен минералов.

КОМПЛЕКС РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГРП НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ «В ПОТОК»

Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, В.Р.Магадов

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
тел. 8(499)233-95-32, malkindn@gmail.com

В настоящее время более 90% всех ГРП в России проводится с использованием жидкостей ГРП на водной основе, представляющих собой растворы полисахаридного загустителя в воде, сшитого поперечными связями.

На данном этапе развития технологии ГРП из-за увеличения объемов закачиваемой жидкости с целью удешевления и ускорения технологического процесса все большее число компаний проводят ГРП «в поток» с использованием гидратационных установок. Таким образом, все химические реагенты подаются в процессе закачки жидкости разрыва в пласт. Кроме того, одним из требований к современной жидкости ГРП является снижение потерь давления на трение при прокачке геля по НКТ. Снижения потерь давления на трение можно добиться, используя сшиватель замедленной сшивки. Такой сшиватель в течение времени, необходимого для прохождения флюида по НКТ, производит образование поперечных связей в геле и увеличивает вязкость жидкости ГРП до требуемых значений.

Растворы полимеров могут быть сшиты в гели с помощью водорастворимых солей переходных металлов: V^{3+} , Ti^{4+} , Zr^{2+} и другими. Скорость сшивки можно регулировать изменением содержания соли, pH среды, наличием добавок, замедляющих сшивку.

В лаборатории химических реагентов для ГРП Научно-образовательного центра «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с ООО ТД «Новая Гильдия» был разработан комплекс химических реагентов для получения жидкости ГРП «в поток» со следующим расходом реагентов, на 1 м³ геля:

Жидкий гелеобразователь WGA NG-4	- 7,5-8,0 л
Многофункциональный ПАВ NE CS-1	- 2,0 л
Сшиватель замедленной сшивки NG XL-1	- 4,0-4,5 л
Деструктор NG B (Марка Ж)	- 1,0-2,0 л
Деструктор NG B (Марка С)	- 0,05-1,0 кг
Деструктор капсулированный NG B1	- 0,1-0,3 кг

Данный комплекс реагентов успешно применяется в ОАО «Сургутнефтегаз», с января 2012 года проведено более 30 скважино-операций.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИКАРБОНАТА НАТРИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ДОБЫЧИ НЕФТИ

С.В. Антонов, М.А.Бардин, Е.К.Нискулов, В.Н.Хлебников, В.А. Винокуров

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М.Губкина
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8(499)233-90-22, vssh@mail.ru

Увеличение КИН истощенных пластов, разработка запасов трудноизвлекаемых тяжелой и сланцевой нефти требует энергии для преодоления вязкостных, капиллярных и адсорбционных сил в пласте. Решить эти проблемы можно используя для добычи нефти такой газовый агент, как воздух и получив в пласте тепло за счет окисления части остаточной нефти газообразными или жидкими окислителями.

Основным продуктом окисления нефти при температурах термогазового метода воздействия (100-250°C) являются карбоновые кислоты. Представляется возможным более полно использовать химическую энергию окисления нефти за счет реакции нейтрализации карбоновых кислот. Если в качестве щелочного реагента использовать бикарбонат натрия, то можно получить кроме солей карбоновых кислот (мыл) еще и значительное количество диоксида углерода.

В докладе будут представлены результаты исследования влияния бикарбоната на процесс автоокисления легкой и средневязкой нефти и взаимодействия раствора бикарбоната натрия с оксидатом нефти. Проведенные исследования показали следующее.

- При автоокислении нефти в присутствии NaHCO_3 до 80-90 мольн. % увеличивается выход CO_2 на поглощенный кислород.
- Бикарбонат натрия мало влияет на период индукции при автоокислении нефти, т.е. на основной параметр, определяющий безопасное осуществление процесса в пластовых условиях.
- Бикарбонат натрия легко вступает в реакцию с кислотами оксидата нефти с образованием диоксида углерода.
- Образующиеся из кислот окисленной нефти мыла предотвращают образование обратных эмульсий, типичных для автоокисления нефти в присутствии воды.

Проведенное исследование показало, что с помощью бикарбоната натрия возможно повысить эффективность термогазового метода воздействия.

Исследование проводится в рамках Федеральных целевых программ «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 г.г.» и «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2007-2013 годы».

Секция 3. ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УЛУЧШЕНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИСАДОК И ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Д.А. Аркатов, Н.А. Пивоварова, Л.Б. Кириллова

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Астраханский Государственный Технический Университет», г. Астрахань, 414025, ул. Татищева, д.16, тел.: (8512)614198; факс (8512)614198, e-mail:

xtng@rambler.ru

В настоящее время развитие нефтяной промышленности обусловлено значительными осложнениями при разработке нефтяных месторождений. Процессы добычи, сбора и подготовки нефти, осложняются комплексом проблем, связанных с асфальто-смоло-парафиновыми отложениями (АСПО) и солеотложениями, коррозионным разрушением оборудования, образованием стойких нефтяных эмульсий и др. Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению отборов нефти, уменьшению межремонтного периода (МРП) работы скважин и эффективности работы насосных установок. Многолетняя практика эксплуатации скважин, добывающих парафинистую нефть, показала, что без проведения работ по предотвращению и удалению АСПО в трубопроводах и нефтепромысловом оборудовании, подъемных трубах, выкидных линиях и промысловых емкостях, нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи и сбора нефти. В этих условиях актуальной становится разработка новых технических средств и методов, направленных на предотвращение отложений в глубинно-насосном оборудовании, колонне насосно-компрессорных труб (ПКТ), промысловых трубопроводах систем нефтесбора. Одним из перспективных методов борьбы с отложениями АСПВ является применение магнитной обработки продукции скважин. По сравнению с химическими методами он имеет одно большое преимущество, все более актуальное в последнее время - экологическую безопасность.

Ранее было показано, что положительный эффект влияния магнитного поля на процессы промысловой подготовки нефти наблюдали, в основном, для тяжелого ароматического сырья [1, 2]. Легкие парафинистые нефти менее подвержены влиянию магнитного поля и

подбор для них соответствующих физических способов воздействия является актуальной задачей.

Известен способ предотвращения отложений парафина с помощью ультразвукового преобразователя, установленного в скважине и виброактивной обработке в режиме кавитации в насосно-компрессорных трубах [3]. Этот способ несовершенен, т.к. кавитация, сопровождаемая резкими ударами, может оказывать разрушительное динамическое воздействие на трубопроводы.

Особенностью нефти месторождения им. Ю. Корчагина является высокое содержание мех. примесей – свыше 0,06% масс., солей – до 80 мг/дм³, а также парафина – до 10.5 % масс. в товарной нефти, несмотря на применяемые депрессорные присадки, что приводит к периодическим аварийным остановам оборудования.

Нами был произведен сравнительный анализ нескольких депрессорных присадок, используемых в нефтяной промышленности. Наиболее эффективной среди них оказалась присадка Пральт-16. При добавлении ее в товарную нефть происходит наибольшее снижение, как температуры застывания (до -9 °С), так и содержания парафина (до 4%), определяемого по методу холодного стержня.

Нами предложено для промысловой подготовки нефти месторождения им. Ю. Корчагина в целях сокращения количества применяемых реагентов, снижения содержания хлористых солей и механических примесей использовать ультразвуковое и магнитное активирование нефти непосредственно на установке сепарации.

Действительно, температура застывания образца нефти месторождения им. Ю. Корчагина при влиянии постоянного магнитного поля в динамическом режиме снижается на 6 °С, ультразвука – на 5 °С, комбинированной обработки – на 10 °С без добавления химических реагентов, и более чем на 18 °С с депрессорной присадкой Пральт – 16.

Так как в наших климатических условиях такое снижение температуры застывания нецелесообразно, нами была поставлена задача уменьшения количества используемых реагентов. Мы стали значительно уменьшать количество используемого депрессора на объем нефти. Исследования показали, что температура застывания нефти при уменьшении количества депрессора в 10 раз совместно с комбинированной волновой обработкой остается ниже – 19 °С, что для технологических и климатических условий месторождения вполне достаточно, поэтому расход данного депрессора можно уменьшить, что повлечет за собой положительный экономический эффект.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хуторянский Ф.М. Подготовка к переработке стойких высокообводнённых ловушечных эмульсий НПЗ. – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2006. – 152 с.

2. Патент RU № 2152817 В 01 D 17/06. Способ обезвоживания водонефтяной эмульсии/ Велес Парра Р., Пивоварова Н.А., Щугорев В.Д. Бердников В.М. и др. - Заявлено 15.11.1999 г; Приоритет 20.07.2000.
3. Патент RU № 2105133 E21B37/00, E21B28/00. Способ предотвращения отложений парафина/ Статников Е.Ш.; Давидович М. В.; Бродский Н.А. и др. - Заявлено 19.07.1993 г; Приоритет 20.02.1998.

ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА АГРЕГИРОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ СМЕШЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ШЕБЕЛИНСКОЙ ГФУ

Е.Г. Гаевой, М.С. Подзорова, Д.В. Нуриев, Г.С. Хузина

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8(926)729-20-66, Zdobri@mail.ru

На Шебелинскую газодифракционную установку (ГФУ) для переработки по продуктопроводу поступает товарный газовый конденсат и по железной дороге неподготовленная тяжелая нефть. Прием поступающего сырья осуществляется в разные резервуары. Тяжелая нефть и газовый конденсат до смешения проходят стадию глубокого обезвоживания и обессоливания по отдельным линиям подготовки. До поступления в колонну перед электродегидратором происходит смешение подготовленного газового конденсата и тяжелой нефти. В результате смешения тяжелой нефти и газового конденсата происходит агрегирование асфальтенов нефти, которое вызывает нагароотложения на тарелках газодифракционирующих колонн, за счет чего уменьшается межремонтный пробег, растут экономические затраты.

Нефть представляет собой по отношению к асфальтенам смесь растворителей: лиофобных (метановые УВ и, возможно, нафтены) и офильных (арены и, особенно, смолы). Если дисперсионная среда содержит углеводородные растворители, хорошо растворяющие асфальтены, то они, как правило, не образуют ассоциатов и не агрегируются. Если же дисперсионная среда лиофобна по отношению к асфальтенам, то асфальтены образуют ассоциаты, которые могут коагулироваться и выделяться в твердую фазу при определенных условиях. При смешении нефти с газовым конденсатом, последний по отношению к асфальтенам представляет собой смесь лиофобных растворителей, которые являются причиной их коагулирования и выделения в твердую фазу.

Для оценки соотношения лиофобных и офильных растворителей в нефти и применяемом при смешении газовом конденсате взят метод оценки группового состава на ИК-спектрометре. По ИК-спектрам рассчитываются «спектральные коэффициенты»:

$$C_{ар} = D_{1600}/D_{720}; \quad C_{ал} = (D_{720} + D_{1380})/D_{1600}; \quad C_p = D_{720}/D_{1460},$$

где $C_{ар}$, $C_{ал}$ и C_p – спектральные коэффициенты ароматичности, алифатичности и разветвленности соответственно. $C_{ар}$ – характеризует содержание офильных растворителей. $C_{ал}$ – содержание лиофобных растворителей, C_p – строение парафиновых фрагментов.

Полоса поглощения 1600 см^{-1} – характеризует присутствие в нефти ароматических структур (офильные растворители); полосы поглощения 720 , 1380 и 1460 см^{-1} – характеризуют содержание метильных и метиленовых групп в парафиновых углеводородах (лиофобные растворители). По полученным спектральным коэффициентам (таблица 1) можно классифицировать нефть на группы: метановая, наftenовая и ароматическая. Чем больше величина «спектрального коэффициента ароматичности», тем в более устойчивом коллоидном состоянии находятся асфальто-смолистые вещества в нефти. Уменьшение коэффициента ароматичности может привести к агрегированию асфальтенов.

В таблице 1 приводятся значения спектральных коэффициентов для сырья Шебелинской ГФУ.

Таблица 1 - Значения спектральных коэффициентов нефти, газового конденсата и их смеси Шебелинской ГФУ.

	Коэффициент ароматичности, $C_{ар}$	Коэффициент алифатичности, $C_{ал}$	Коэффициент разветвленности, C_p
нефть	0,17	10,03	0,83
конденсат	0,10	16,68	0,77
нефть:конденсат = 1:4	0,11	15,82	0,74

Для смеси нефти и газового конденсата в технологических пропорциях (1:4) смешения на Шебелинской ГФУ коэффициент ароматичности близок к коэффициенту ароматичности конденсата, который состоит в основном из лиофобных растворителей, поэтому происходит агрегирование асфальтенов. Для подтверждения агрегирования асфальтенов был взят метод определения коэффициента флокуляции. При определении коэффициента флокуляции было установлено, что смешение нефти и конденсата в технологических пропорциях смешения на ГФУ ведет к коагуляции асфальтенов из смеси.

По результатам исследования установлено, что смешение газового конденсата и тяжелой нефти на Шебелинской ГФУ приводит к коагуляции

асфальтенов. Поэтому требуется новый технологический подход к переработке поступаемого сырья.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Исмагилов И.Х., Космачева Т.Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 324с.
2. Эрих В.Н., Расина М.Г., Рудин М.Г. Химия и технология нефти и газа. Изд. 2-е, пер. Л.: «Химия», 1977. – 424с.
3. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции. Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 268с.

ОЧИСТКА АЛКАНОЛАМИНОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ЖИДКОСТНОЙ ЭКСТРАКЦИЕЙ

О.П. Лыков¹, Л.И. Толстых¹, А.М. Спасенков², В.И. Лазарев³

¹Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8-499-233-90-45, e-mail: litolstyh@mail.ru, oplykov@mail.ru

²Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Оренбург»
460001, г. Оренбург, ул. Чкалова, 1«а»
тел. 8(3532) 33-20-02, факс 31-25-89
e-mail: orenburggazprom@ogp.gazprom.ru

³Открытое акционерное общество «НИИОГАЗ»
117105, Москва, 1-й Нагатинский проезд, д.6
тел. 8(499) 611-43-55, факс: 8(499) 611-00-67 info@niiogaz.ru

Анализ ресурсной базы газообразных углеводородов свидетельствует о быстром росте их доказанных запасов.

По данным Международного энергетического агентства, они увеличились примерно с 60 трлн м³ в 1975г. до 110-115 трлн м³ в 1990г. и до 190 трлн м³ в 2000г. Это примерно вдвое больше, чем было извлечено за всю историю производства газа и достаточно для поддержания текущих уровней добычи в течение 50 лет. А по оценкам, содержащимся в обзоре МЭА Energy Outlook – 2011, мировые ресурсы традиционного газа могут достигать 404 трлн м³, сланцевого газа – 204 трлн, метана угольных пластов – 118 трлн, газа низкопроницаемых коллекторов – 84 млрд м³.

На территории РФ значительная часть газовых месторождений содержит в своем составе сероводород и различные сероорганические соединения, без удаления которых газ не может поступать в систему магистральных газопроводов и подаваться потребителям.

Для удаления из газа кислых компонентов широкое применение нашли водные растворы алканоламинов, позволяющие обработать большие объемы газа и достигать степени очистки до 99,9%. Однако, при обработке газов, содержащих кислые компоненты при высоких скоростях подачи газа в абсорберах наблюдается вспенивание алканоламиновых растворов.

Авторами был предложен эффективный метод борьбы с вспениванием водных растворов алканоламинов путем удаления из них поверхностно-активных веществ с использованием для этой цели экстрагента - полифенилового эфира [1,2,3].

Полифениловый эфир марки 5Ф-ЧЭ плотностью 1,2г/см³ с температурой кипения в районе 2000С обладает высокой селективностью, достаточно высокой разностью плотностей с алканоламиновым раствором (плотность растворов 1,072-1,078 г/см³), минимальной растворимостью в воде при отсутствии растворимости в нем алканоламинов, что позволяет четко отделять экстрагент с пенообразующими веществами от раствора алканоламинов. Регенерация полифенилового эфира осуществляется метилэтилкетонем. Определять реальный оптимальный объем алканоламинового раствора, который может быть очищен одним объемом полифенилового эфира (удельный расход эфира) целесообразно на пилотной установке. Схема установки очистки с применением жидкостей экстракции должна включать три насоса (алканоламинового раствора, полифенилового эфира и метилэтилкетона), емкости хранения этих компонентов, аппарат воздушного охлаждения, фильтр для очистки от механических примесей, теплообменник, отстойник, отпарную колонну и два разделителя.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Андрианов В. «Проклятые» на века. Нефть России, 2012. - №4 – С. 50-54.
2. Спасенков А.М., Лыков О.П., Лазарев В.И.// Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005 - №11 – С. 37-39.
3. Патент РФ №2366484 от 22 июня 2007г.
4. Патент РФ №69413 от 22 июня 2007г.

УМЕНЬШЕНИЕ ВСПЕНИВАЕМОСТИ АЛКАНОЛАМИНОВЫХ РАСТВОРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКСТРАГЕНТОВ

О.П. Лыков¹, Л.И. Толстых¹, А.М. Спасенков², В.И. Лазарев³

¹Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина;
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8-499-233-90-45, e-mail: litolstyh@mail.ru, oplykov@mail.ru

²Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Оренбург»
460001, г. Оренбург, ул. Чкалова, 1«а»
тел. 8(3532) 33-20-02, факс 31-25-89
e-mail: orenburggazprom@ogp.gazprom.ru

³ Открытое акционерное общество «НИИОГАЗ»
117105, Москва, 1-й Нагатинский проезд, д.6
тел. 8(499) 611-43-55, факс: 8(499) 611-00-67 info@niiogaz.ru

На начало 2010 года структура мировых ресурсов газа включает накопленную добычу – 112,6 трлн м³, текущие запасы – 193,8 трлн м³, неоткрытые ресурсы – 403,6 трлн м³. Разведанность ресурсов составляет 43,1%, выработанность – 15,9%.

В мире насчитывается 94 газодобывающие страны, из которых к основным относятся 27 стран с годовой добычей более 30 млрд м³. Их доля в мировой добыче составляет почти 90%, в текущих запасах – 97%, в некоторых ресурсах – 82% [1].

Добыча газа в РФ в 2011г. Составила 670,7 млрд м³ – I-ое место в мире.

Основным процессом, используемым для очистки природных и технологических газов от кислых компонентов является абсорбционный процесс с применением водных растворов алканоламинов. Вспенивание этих растворов в процессе очистки, связанное с накоплением в них поверхностно-активных веществ, продуктов деградации аминов, тяжелых парафинов, солей и механических примесей, приводит к нарушению технологического режима, дополнительным потерям абсорбента, ухудшению эффективности очистки.

Экстракционный процесс позволяет оперативно реагировать на поступление в раствор пенообразующих веществ путем увеличения соотношения раствор: экстрагент, а также за счет увеличения доли поглотительного раствора, подаваемого на экстракционную очистку. Авторами была показана возможность использования в качестве такого экстрагента полифенилового эфира(ПФЭ)[1,2].

Использовались реальные алканоламиновые растворы, применяемые на Оренбургском газоперерабатывающем заводе. В работе были определены оптимальные соотношения алканоламиновый раствор:

экстрагент и доля поглотительного раствора, подаваемого на экстракционную очистку. Были также определены экспериментально оптимальные время экстракции, интенсивность перемешивания и температура экстракции, позволяющие избежать образования трудноразделимых эмульсий. Для регенерации отработанного экстрагента его смешивали с различными органическими кислородсодержащими соединениями и механическим путем удаляли вещества, не растворимые в смеси полифенилового эфира с органическим субстратом. После отгонки последнего регенерированный эфир вновь использовали в качестве экстрагента, а органический субстрат использовали для регенерации отработанного экстрагента.

Было показано, что даже при соотношении 1250 объемов аоканоламинового раствора на один объем экстрагента эффективность очистки раствора от пенообразующих веществ не снижается.

В результате удалось значительно снизить пенообразование на лабораторной установке в процессе, моделирующем процесс алканоламиновой очистки газа.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Высоцкий В. Надолго ли хватит. Нефтесервис. – 2011. – лето. – С.10-14.
2. Патент РФ №2366484 от 22 июня 2007г.
3. Патент РФ №69413 от 22 июня 2007г.

КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

Д.А. Чудиевич, Н.Ф. Низамов, Д.А. Пичугин, Г.В. Тараканов, И. В. Савина
ООО «Газпром добыча Астрахань»
414000, Астрахань, ул. Ленина, дом 30,
тел. 8 (8512) 23-21-60, DChudievich@astrakhan-dobycha.gazprom.ru

Защита от коррозии и контроль коррозионных процессов являются элементами, составляющими основу надежной и безопасной работы технологического оборудования, эксплуатирующегося в условиях высокоагрессивных сред.

Основными факторами, определяющими агрессивное воздействие на материал оборудования Астраханского ГКМ, являются: наличие в технологических средах кислых компонентов, в первую очередь сероводорода, других сернистых соединений и углекислого газа; большой диапазон температур: от минус 100 °С до 1200 °С; контакт оборудования с влагой в присутствии кислорода атмосферного воздуха; высокие скорости газа и жидкостных потоков, наличие в продукции скважин

минерализованной воды с высоким содержанием хлор-ионов (50 г/л и более).

В большинстве случаев агрессивное воздействие на оборудование складывается из комбинации указанных факторов.

Применению на объектах ОАО «Газпром» подлежат ингибиторы, после проведения комплекса предварительных исследований. Проверка технологических и защитных свойств ингибиторов коррозии осуществляется в четыре этапа: определительные, лабораторные, стендовые и опытно-промышленные исследования (испытания). Ингибитор может быть принят к промышленному применению, если были получены положительные результаты при проведении всех четырех этапов исследований (испытаний).

Нами накоплен большой опыт проведения исследований, а также разработан комплекс методик направленных на совершенствование ингибиторной защиты. Методики устанавливают порядок проведения лабораторных и стендовых испытаний по оценке технологических и защитных свойств ингибиторов коррозии, используемых или планируемых к применению на объектах ООО «Газпром добыча Астрахань» для защиты оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа.

**Секция 4. РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ
ЗАЩИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ,
СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ И ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ ДЛЯ
НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

**ПОДБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
УДАЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГАЛИТА С ПОДЗЕМНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ НА СКВАЖИНАХ ВЕРХНЕЧОНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

А.В. Денисова

ООО «ФЛЭК» 614055, г. Пермь, Белоярский переулок, 3,
тел. 8(342)294-62-96, flek@flek.pnsh.ru

Эксплуатация ряда скважин (скв. 1009, 1010, 1002) Верхнечонского месторождения приводит к частому выходу из строя насосного оборудования.

Самой проблемной скважиной является 1009. По данной скважине проходят остановки по затрубному пространству с заклиниванием ЭЦН с периодичностью 1 раз в 3 - 4 дня. В настоящее время расклинивание солевых пробок осуществляют на промысле путем промывки пресной водой в течение 1 – 2 сут. Разовый объем промывочной жидкости составляет от 20 до 70 м³. Количество механических примесей может меняться от 3 до 573 мг/дм³.

Исходя из незначительных литературных данных [1, 2, 3, 4], информации по технологическим параметрам эксплуатации скважин, их отказам, а также физико-химическому анализу вод и осадков, выполненным по РД 39-23-1055-84, возможны следующие причины образования галита:

- изменение термобарических условий (колебание пластовой температуры до устья скважины от 10 до 20⁰С, снижение давления с 16 МПа до атмосферного);
- газовый фактор 97,8 м³/м³;
- обводненность продукции скважин, достигающая в среднем 49%;
- содержание АСПО до 15%, промотирующих рост кристалла галита;
- локальное засоление коллектора;
- практически одинаковыми значениями давления насыщения и пластового давления;
- высокая минерализация скважинной продукции (до 355,5 г/дм³), благоприятно влияющая на концентрирование ионов бария в воде.

Трудность растворения галита (до 96,5%) пресной водой обусловлена тем, что на поверхности его кристаллов сформирован

труднорастворимый барит (до 3,5%) и соответственно для его удаления и предотвращения необходима другая химия, нежели для галита.

Для предупреждения образования неорганических отложений был исследован метод их ингибирования.

При определении эффективности действия ингибиторов солеотложений (ИСО) были приняты две методики:

- РД 39-1-641-81 «Методика подбора ингибиторов отложения солей технологических процессов подготовки нефти», предотвращающая образование ионов бария;

- гравиметрический метод анализа, применяемый в РУП ПО «БелНИПИнефть», предотвращающий образование галита.

Результаты испытаний ИСО, полученные по методике согласно РД 39-1-641-81, демонстрируются на рисунке. Эффективным считается ингибитор, имеющий степень защиты от образования солей не менее 80%.

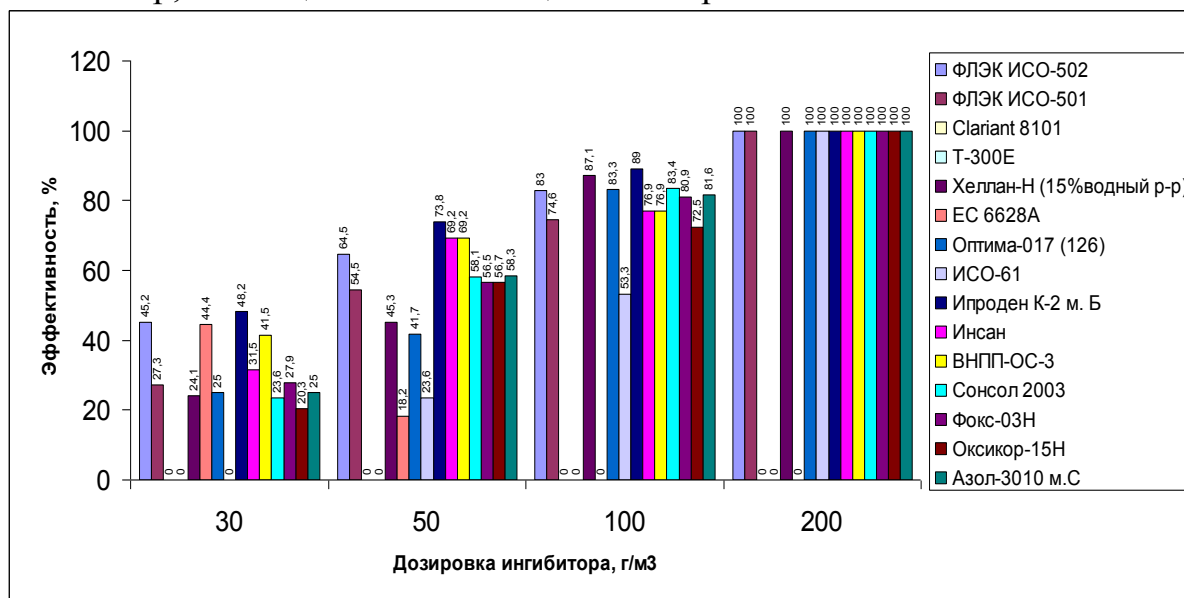


Рисунок. Эффективность действия ингибиторов солеотложений в модельной среде скв. 1010 ОАО «Верхнечонскнефтегаз»

На основании полученных результатов лабораторных испытаний ИСО можно сделать вывод о возможности применения следующих реагентов для осложненной среды скв. 1010 при дозировке 100 г/м³ (по мере убывания эффективности):

- Ипроден К-2 м.Б, Хеллан-Н (15%-ный водный раствор), Сонсол 2003, Оптим-017 (126), ФЛЭК ИСО-502, Азол-3010 м.С, Фокс-03Н.

При тестировании ИСО по методике РУП ПО «БелНИПИнефть» исследована наиболее минерализованная вода скв. 1009.

В результате лабораторных испытаний не была получена 80%-ная эффективность действия по предотвращению образования галита ни у одного ИСО. Установлены следующие наиболее эффективные ИСО при дозировке 100 г/м³ (по мере убывания эффективности, %):

- Хеллан (15%-ный водный р-р) – (74,5%), Ипроден К-2 м.Б - (64,0%), Оксикор-15Н - (53,4%), Фокс-03Н - (52,6%), ФЛЭК ИСО-502 - (52,5%), Оптима-017 (126) – (52,2%), Азол-3010 м.С – (52,2%).

Подбор растворителя для неорганических осадков, отобранных с поверхности насосного оборудования, осуществляли гравиметрическим методом при $t = 20^{\circ}\text{C}$, $\tau = 3$ ч, соотношении осадок растворитель, равному 1 : 5, в статических условиях.

В результате лабораторных исследований определены следующие эффективные растворители:

- кислота соляная модифицированная ФЛЭК-КС-401 м.А, разбавленная пресной водой в соотношении 1 : 99;

- 0,6%-ный водный раствор каустической соды NaOH ($\text{pH} = 8$).

На основании полученных результатов разработан временный технологический регламент по удалению неорганических осадков и защите нефтепромыслового оборудования с применением ИСО для добывающих скважин Верхнечонского месторождения ОАО «Верхнечонскнефтегаз».

ЛИТЕРАТУРА:

1. Нефтепромысловая химия: Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие/В.Н. Глущенко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. –М.: МАКС Пресс, 2008. –328 с.

2. Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения / К.Д. Ашмян., Г.Б. Немировская., А.Б. Фукс и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. - № 4. – С. 30 – 33.

3. Сахибгареев Р.С. Геохимические особенности выпадения галита на контакте нефть-вода на примере нефтяных месторождений Припятского прогиба // Доклады АН СССР. – 1974. – Т. 219. - № 3. – С. 721 – 723.

4. Кислотные обработки: составы, механизм реакций, дизайн/ В.Н. Глущенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисова. – Уфа: АНРБ, Гилем, 2010. – 392с.

НАПОР-1012 – НОВЫЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ – БАКТЕРИЦИД

Ю.В. Андреева, А.Р. Пантелеева, Е.К. Дмитриева, А.В. Кузнецов,
Р.Д. Айманов, О.Н. Каюров

Открытое Акционерное Общество «НАПОР», 420061, г. Казань,
ул. Н. Ершова, 29, тел/факс (843)238-90-48, a.julya@list.ru

В лабораториях ОАО «НАПОР» создан новый реагент — НАПОР-1012, предназначенный для защиты от коррозии скважинного оборудования при добыче нефти, а также трубопроводов, транспортирующих обводненную нефтяную эмульсию и сточные воды,

содержащие растворенные сероводород и уголекислоту, и подавления роста сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ).

В ходе всесторонних испытаний, наряду с аттестованными и общепринятыми методиками, использовали собственные дополнительные методы проверки ингибитора, помогающие на стадии лабораторных испытаний выявить сильные и слабые стороны реагента (таблица 1). Это позволяет избежать ошибок при промышленном использовании химической продукции.

Таблица 1.

Метод испытаний	Условия испытаний	Дозировка, г/м ³	Защитный эффект, %
1.Гравиметрия (ОСТ 39-099-79)	U-образная ячейка; МПВ(Ar)*; H ₂ S -100 г/м ³	15	85-88
		20	90-92
		25	93-95
2. Электрохимия (ГОСТ 9.514-99)	Э/х ячейка; МПВ(Ar); CO ₂ -среда с содержанием H ₂ S - 50 г/м ³	15	85-89
		20	90-92
		20	90-92
3.Гравиметрия в системе нефть-вода (ГОСТ 9.506-87)	Э/х ячейка; Соотн. Нефть : МПВ(Ar) = 1:4 H ₂ S - 100 г/м ³	20	89-91
		25	91-93
4.Гравиметрия в среде NACE (NACE TM 0284-96)	(5% раствор NaCl + 0,5% раствор CH ₃ COOH насыщенный H ₂ S -20г/м ³)	25	94,4
5.Гравиметрическое определение эффекта последствия ИК	Дозировка ИК – 25 г/м ³ ; U-образная ячейка; МПВ (Ar)*; H ₂ S -100 г/м ³	3 суток	89
		7 суток	85
		14 суток	78

*МПВ (Ar) – модель пластовой воды, продутая аргоном для удаления растворенного кислорода

Полученные данные показывают высокую работоспособность изученного состава в качестве ингибитора коррозии.

Лучшими биоцидами являются те, что способны подавлять СВБ не только планктонные, но, в особенности, адгезированные формы.

Исследования бактерицидной активности НАПОР-1012 проводили на накопительной культуре СВБ с индексом активности - 100 единиц и содержанием бактерий 10⁷ кл/мл.

Подтверждено, что адгезированные формы СВБ обладают большей устойчивостью к действию бактерицида, чем планктонные клетки. Так,

реагент полностью подавляет жизнедеятельность планктонных клеток СВБ при концентрации 150 мг/л, а адгезированных при 400 мг/л.

Важным этапом является испытание реагента на реальных промышленных водах. В связи с этим, исследованы свойства НАПОР-1012, как ингибитора коррозии на средах Возейского, Усинского и Западно-Тэбукского месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Содержание агрессивных компонентов составило: по CO_2 от 0 до 308 г/м³; H_2S от 3 до 230 г/м³; O_2 от 0,5 до 0,58 г/м³.

Отмечено, что реагент при концентрации 25 мг/л обеспечивает защитный эффект (92 – 96%) в широком диапазоне концентраций H_2S , CO_2 . Реагент работоспособен и в присутствии заметных количеств растворенного кислорода.

Бактерицидная эффективность НАПОР-1012 на реальных промышленных водах с различной степенью зараженности представлена в таблице 2.

Таблица 2

Точка отбора	Количество СВБ, клеток/мл	Бактер. конц., мг/л
1. КНС-1 ООО «Газпромнефть-Хантос»	$10^4 - 10^5$	100
2. КНС-7 ОАО «Удмуртнефть»	$10^2 - 10^3$	50
3. КНС-0201 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	единицы- 10^1	25

Изменение бактерицидной концентрации пропорционально уровню бактериальной зараженности нефтепромысловых сред. Показано, что в условиях постоянного дозирования реагента в ингибиторных концентрациях (25 мг/л) происходит подавление жизнедеятельности СВБ при высокой степени зараженности нефтепромысловых вод. Это позволяет более экономически эффективно использовать реагент, так как существенно сокращаются траты на бактерицидные обработки объектов.

Полученные данные позволили принять решение о проведении Опытно-Промышленных Испытаний (ОПИ), которые были осуществлены на объектах Западно-Тэбукского месторождения. Выбранные объекты характеризуются высокими скоростями общей (до 4,62 мм/год) и локальной (до 10,85 мм/год) коррозии. Осложняющим эффективную работу ингибиторов коррозии на данном объекте является фактор утилизации внутриплощадочных и канализационных ливневых вод, содержащих кислород, с точкой подключения «вход РВС-3000», откачка ведется ежедневно, что сказывается на динамике концентраций, как ингибитора коррозии, так и коррозионных агентов. Некоторые результаты ОПИ представлены в таблице 3. Параллельно велись работы по изучению реагента в ОАО «Татнефть». Результаты стендовых испытаний на объектах: Миннибаевский ЦСП НГДУ «Альметьевнефть», Яшляуская УПСВ НГДУ «Азнакаевскнефть», УПСВ «Южная» и УПСВ-436 НГДУ «Бавлынефть» приведены в таблице 4.

Таблица 3

Объект	Физико-химич. состав воды		Содержание агрессивных. компонентов, мг/л	Защитный эффект, %	
	Плотность, г/см ³	Минер., г/дм ³		Общая	Локал.
УПВ (вх. РВС-3000)	1,086	118,5	H ₂ S-11,25; CO ₂ -132; O ₂ - 0,65	99,7	98
УПВ (вых. РВС-3000)	1,086	118,5	H ₂ S -8,4; CO ₂ - 92; O ₂ - 0,34	99,6	93
БКНС (вх. РВС-400)	1,079	108,2	H ₂ S- 5,24; CO ₂ -88; O ₂ -0,5	96	97

Таблица 4

Наименование объекта	Дозир., г/м ³	Скорости коррозии, мм/год		Защитный эффект, %
		контроль	НАПОР-1012	
Миннибаевский ЦСП	30	0,050	0,002	96
УПСВ «Южная»	25	0,310	0,027	91
УПСВ-436	25	0,125	0,034	73
Яшляуская УПСВ	25	0,110	0,010	91

Представленные результаты испытаний, а также проведенный анализ ожидаемой экономической эффективности, позволили рекомендовать ингибитор коррозии-бактерицид НАПОР-1012 к проведению ОПИ, которые в настоящее время ведутся на перечисленных выше объектах.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МОЮЩЕЙ, ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ И
СМАЧИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ИНГИБИТОРА
ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ СНПХ-7941М.
РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ
СНПХ-7941М ДЛЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ АСПО**

А.Ш. Насыбуллина, Е.В. Пивсаева, И.Ю. Якупов, Я. С. Громова

ОАО «Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии»
г. Казань, 420061, ул. Н. Ершова, 29 Тел. (843) 272-52-14
факс (843) 272-60-81 e-mail: lab203@neftpx.ru

Добыча нефти на большинстве месторождений осложнена образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что вызывает многочисленные осложнения при добыче и транспортировке нефти. Для удаления парафиноотложений применяются различные методы, в том числе механические, тепловые и химические. Механические методы включают использование скребков, шаров, поршней различных конструкций, тепловые подразумевают применение горячей нефти или воды для прогрева лифтов скважин, к химическим относится применение удалителей парафиноотложений на углеводородной основе. Каждый из способов имеет свои достоинства и недостатки. В частности, применение горячей воды при промывке скважины может привести к образованию парафиновой пробки на выкидном коллекторе, т.к. при использовании данного метода парафиноотложения, вынесенные с лифта скважины при охлаждении вновь оседают на стенках нефтепромыслового оборудования. Во избежание таких осложнений рекомендуется применение технических моющих средств [1, 2]. Нами было предложено использование композиции ПАВ, выпускаемой в настоящее время под торговым наименованием СНПХ-7941М. При разработке данного реагента нами были исследованы различные неионогенные ПАВ, выпускаемые отечественной промышленностью: оксиэтилированные жирные амины, спирты и фенолы, а также несколько композиций этих ПАВ. Эффективность оценивали по следующим критериям:

1. моющая способность (по скорости отмыва АСПО горячими водными растворами ПАВ);
2. диспергирующая способность (по степени диспергирования парафиноотложений растворами ПАВ);
3. смачивающая способность (по величине краевого угла смачивания гидрофобной поверхности).

Все ПАВ и их композиции в виде горячих водных растворов с концентрацией 5%, 2.5% и 1.5% (масс.) были исследованы на способность к диспергированию и отмыву АСПО. Оказалось, что моющая и диспергирующая способности всех композиций выше, чем индивидуальных ПАВ. По результатам исследований были выбраны три наиболее эффективные композиции.

Далее была исследована смачивающая способность водных растворов индивидуальных ПАВ и их композиций. Изучение проводили путем измерения краевого угла смачивания гидрофобной поверхности: стекла и стекла с нанесенным на него слоем АСПО. Оказалось, что все композиции показывают лучшую по сравнению с индивидуальными ПАВ смачивающую способность, причем три композиции, выбранные на первом этапе работы, также оказались наиболее эффективными. По результатам измерений краевого угла была выбрана композиция, обладающая наибольшей смачивающей способностью. Данная композиция

получила торговое наименование ингибитор парафиноотложений СНПХ-7941М.

Опытнo-промышленные испытания СНПХ-7941М, проведенные в 2011 году на добывающих скважинах Самотлорского месторождения показали эффективность данного реагента. Ингибитор СНПХ-7941М применяли в виде водного раствора с концентрацией 1.5%. По результатам испытаний было отмечено увеличение дебита скважин и снижение давления на выкидных линиях скважин. Помимо высокой моющей способности, СНПХ-7941М показал свою способность к ингибированию АСПО, т.к. был увеличен межочистной период работы скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шерстнев, Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина – М.: Недра, 1988. – 184 с.
2. Кудашева Ф.Х. Моющая композиция от органических загрязнителей на основе отходов химического производства / Ф.Х. Кудашева, А.Д. Бадикова, А.М. Мусина, А.Я. Сафина // Нефтегазовое дело. – 2010. – №8. – 31 с.

ТЕРМОХИМИЧЕСКОЕ УДАЛЕНИЯ АСПО ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ПАВ

Л.В. Иванова, В.К. Миллер

Российский государственный университет нефти и газа им.И.М.Губкина,
119991, Москва, Ленинский пр-т., д. 65,

E-mail: ivanova.l@gubkin.ru; n_mitry@rambler.ru

Применение водных растворов ПАВ в процессах очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО является более предпочтительным по сравнению с растворителями на органической основе: легкая нефть, углеводородные фракции и т.п. Водные растворы непожароопасны, более доступны. Возможность нагрева водного раствора до заданной температуры позволяет сочетать физическое воздействие (тепловое) и химическое (моющее, диспергирующее действие ПАВ). Однако, при охлаждении раствора, что неизбежно при проведении технологических процессов обработки скважин, может наблюдаться повторное осаждение отмытых АСПО на последующих участках технологической цепочки.

Практика очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО горячими водными растворами ПАВ получила широкое применение. Технология термохимических обработок (ТХО) основана на расплавлении отложений горячим водным раствором реагента, с последующим

образованием при охлаждении однородной дисперсии. Представленный в данной работе эксперимент проводился на пресной воде и отложениях парафинового типа с Чутырского месторождения, компонентный состав и температура плавления которого приведена в таблице.

Таблица 1. Компонентный состав и свойства АСПО Чутырского месторождения

Точка отбора АСПО	Компонентный состав, %				Температура плавления, °С	
	Парафины	Смолы	Асфальтены	Вода	Парафина	АСПО
Чутырское м-е, скв.984	56,3	7,6	1,9	0,0	70,0	65

В работе были изучены ряд реагентов-ингибиторов АСПО: СНПХ-7941, РТ-1М, Пральт-11 марки В2 и В3.

Реагент дозировался в предварительно нагретую воду ($T=70^{\circ}\text{C}$), в полученный рабочий раствор помещали АСПО, выдерживали его до полного расплавления, а затем систему резко охлаждали. Соотношение рабочий раствор: АСПО = 20:1. Критерием отличного результата принималась однородная дисперсия с размером частиц 0,1-1,0 мм, отсутствие налипания и замазывания стенок. Концентрация реагентов варьировалась от 0,01 до 3 %.

Наилучший результат при минимальной эффективной концентрации 0,02% продемонстрировал Пральт-11 марки В2. Оптимальные концентрации для Пральт-11 марки В3 и РТ-1М – 0,05% и 0,2 % соответственно. При использовании СНПХ-7941 хорошего результата удалось достичь лишь при концентрации 3 %, что обусловлено значительным налипанием и замазыванием стенок колбы АСПО.

Таким образом, благодаря своей высокой эффективности ингибитор парафиноотложений Пральт-11 марки В-2 можно рекомендовать к применению на промысле как реагент для проведения термохимических обработок нефтепромыслового оборудования с целью удаления АСПО, при строгом соблюдении температурного режима процесса.

ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ

В.А. Докичев, А.И. Волошин, В.В. Рагулин, Р.Я. Харисов,
Н.З. Байбулатова, Д.Р. Латыпова, Ю.В. Томилов, А.Г. Телин

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

Российская Федерация, 450078, г. Уфа, ул. Революционная, 96/2,
тел. +7 (347) 292-41-57, факс: +7 (347) 252-75-32, e-mail: telinag@ufanipi.ru

Институт органической химии Уфимского научного центра РАН

Российская Федерация, 450054, г. Уфа, просп. Октября, 71,
телефакс: +7 (347) 235-56-77, e-mail: dokichev@anrb.ru

Уфимский государственный авиационный технический университет

Российская Федерация, 450000, Уфа, ул. К. Маркса, 12,
тел.: +7 (347) 273-79-27, e-mail: office@ugatu.su

Институт органической химии им. Н. Д. Зелинского РАН

Российская Федерация, 119991 Москва, Ленинский просп., 47,
телефакс: +7 (499) 135-63-90, e-mail: tom@ios.ac.ru

Современная нефтепромысловая химия вносит существенный вклад в реализацию основных технологических процессов добычи нефти, начиная со строительства скважины и заканчивая сдачей готовой продукции в систему магистральных трубопроводов. Динамика развития данной области нефтяной промышленности диктует все более жесткие требования к технологической и экономической эффективности химреагентов.

Для объединения и координации деятельности научных сотрудников Института органической химии УНЦ РАН, Института органической химии им. Н.Д. Зелинского РАН, Уфимского государственного авиационного технического университета и ООО «РН-УфаНИПИнефть», с целью разработки новых композиционных материалов и уникальных химреагентов организован Инновационный научно-образовательный центр «Технологии создания композиционных материалов и химреагентов».

В рамках совместных исследований разработаны эффективные взаимные растворители на основе полиэтиленгликолей, поли-1,2-пропиленгликолей и их производных. Компонентный состав взаимных растворителей позволяет регулировать их свойства в зависимости от условий применения. Найденные составы снижают поверхностное натяжение водных растворов на границе с углеводородами, обеспечивают создание гомогенной системы при контакте и смешивании пластовых и закачиваемых флюидов, предотвращают образование эмульсий и сохраняют стабильность при высоких температурах в присутствии концентрированных растворов NaCl, CaCl₂ и минерализованной воды.

Предлагаемые растворители совместимы с соляной и плавиковой кислотами, ингибиторами солеотложения и другими реагентами. Они снижают поверхностное натяжение на границе раствора кислотного состава и гидрофобной поверхности породы, замедляют вторичное осадко- и гелеобразование продуктов реакции, что позволяет более эффективно проводить кислотную обработку.

С целью создания кислотного состава на основе вязкоупругого поверхностно-активного вещества, обеспечивающего равномерную интенсификацию всего продуктивного интервала нефтяного пласта, проведены фундаментальные исследования в области целенаправленного синтеза производных высших жирных кислот - алкиламидопропилбетаинов и разработки технологичного способа их получения. В основе действия данных соединений лежит способность, в частности, образовывать вязкоупругий гель в ходе реакции кислоты с карбонатной породой. Проведены лабораторные исследования по установлению влияния соотношения исходных реагентов, их структуры, природы катализатора и условий реакции на физико-химические свойства алкиламидопропилбетаинов. Разработана перспективная для внедрения самоотклоняющаяся вязкоупругая кислотная система.

Для разработки и внедрения ингибиторов солеотложения нового поколения с кратно увеличенным технологическим эффектом созданы научные основы метода получения нового высокоэффективного ингибитора солеотложения порогового типа, действие которого основано как на комплексообразовании, так и на сорбции и образовании мицеллярных структур с солями Ca, Ba и Sr. Ингибитор солеотложения, адсорбируясь на гранях образующихся кристаллов, замедляет их рост и удерживает их в растворе во взвешенном состоянии. Входящее в состав ингибитора солеотложений поверхностно-активное вещество образует объемные мицеллярные структуры с карбонатами кальция (содержание CaCO_3 - ~35%, диаметр карбонатного ядра – 5.1 нм), которые обладают диспергирующими и моющими свойствами. Ингибитор солеотложения эффективен в широком интервале температур (от минус 60 °С до плюс 140 °С) и не оказывает отрицательного влияния на подготовку нефти. Эффективность действия реагента при дозировке 50 мг/л составляет 98 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Термо- и солестойкий взаимный растворитель для составов, применяемых в нефтедобывающей промышленности. / Латыпов А.Р., Гусаков В.Н., Рагулин В.В., Волошин А.И., Докичев В.А., Телин А.Г., Байбулатова Н.З., Латыпова Д.Р. // Патент 2411275 РФ, *Бюл. изобрет.* №4, 2011.
2. Термо- и солестойкий взаимный растворитель для составов, применяемых в нефтедобывающей промышленности. / Латыпов А.Р., Гусаков В.Н., Рагулин В.В., Волошин А.И., Докичев В.А., Телин А.Г., Байбулатова Н.З., Д.В. Шишкин. // Патент 2411276 РФ, *Бюл. изобрет.* №4, 2011.

РИСКИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ПОСЛЕ ХРАНЕНИЯ ПАРТИЙ В ТЕЧЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ЛЕТ

Д.Ю. Тимохин, А.Е. Айсин, Е.С. Углова

«МАТИ» – Российский государственный технологический университет имени К.Э. Циолковского, 121552, г. Москва, ул. Оршанская, д. 3, тел.

8(964)591-43-00, tdu-vip@yandex.ru

ООО «СКОМИ ОЙЛУЛЗ (РУС)», 107045, г.Москва, ул.Сретенка 24/2 стр.1., тел. 8-916-012-02-72, info@ru.scomioiltools.com

МИП ООО «Эко-Кемикел», 115088 г.Москва ул.Южнопортовая д.5 стр.2, тел. 8 (495) 771-19-85, e-mail: uglova.es@gmail.com

Статья посвящена рассмотрению коррозионных проблем трубопроводной системы одного из типичных нефтяных месторождений Сибири, транспортирующей водно-нефтяную эмульсию. Цель – выбор наиболее эффективного ингибитора коррозии из имеющихся на промысле для защиты нефтепромыслового оборудования по прошествии двух лет после поставки их последней партии.

На ингибируемых объектах проводился комплексный коррозионный мониторинг по технологии ООО «СКОМИ ОЙЛУЛЗ (РУС)», сочетающий два взаимодополняющих метода - гравиметрический и линейной поляризации. Коррозионный мониторинг включал в себя он-лайн систему из LPR-зонда, зонда-солемера (рис.1)

Схема организации системы автоматизированного коррозионного мониторинга внутренней коррозии на трубопроводных системах

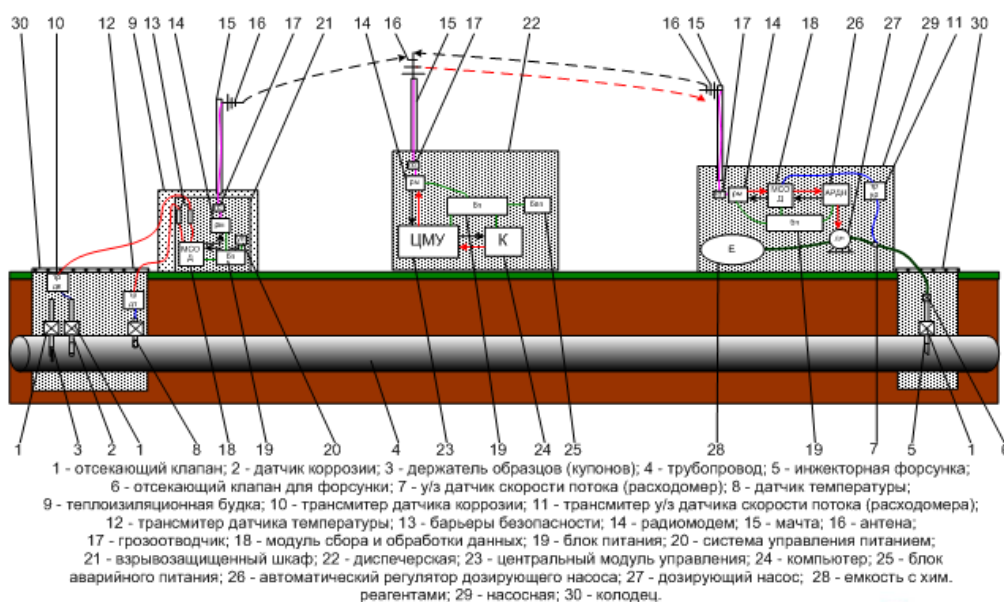


Рисунок 1. Комплексный коррозионный мониторинг ООО «СКОМИ ОЙЛУЛЗ (РУС)» при поддержке МАТИ-РГТУ.

Также проводились лабораторные исследования – 6-ти компонентный анализ среды, определение остаточного содержания ингибитора в среде, входной контроль реагентов. В период с 2009 по 2011 года был отмечен рост скорости коррозии по данным как образцов-свидетелей, так и LPR-зондов, в среднем в 2 раза. При этом ионный состав среды практически не изменился. Ингибитор коррозии ИК №1 представляет собой комбинацию аммонийной соли тиогликолевой кислоты в углеводородном растворителе. Ингибитор коррозии ИК №2 представляет собой комбинацию производных имидазолина в углеводородном растворителе. Тип – органические, класс опасности – 3. Предназначены для защиты трубопроводов в системах нефтесбора и системах поддержания пластового давления (ППД).

Коррозионная агрессивность среды установлена путем определения ее компонентного химического состава и физических параметров. Определено, что попутно-добываемая вода из трубопровода относится к хлоридно-кальциевому типу (по классификации Сулина). Агрессивность данных сред в коррозионном отношении определяется присутствием растворенных CO_2 , O_2 и значительным содержанием H_2S (более 100 мг/л). Повышенное содержание в воде хлор- и сульфат-ионов (более 60 г/л и 500 мг/л) указывает на опасность стимулирования локальных коррозионных повреждений на поверхности оборудования. Тип коррозии смешанный с преобладанием сероводородной. Существенных изменений по физико-химическим параметрам в среде, перекачиваемой по трубопроводу, за несколько лет не произошло.

По рассчитанным значениям индекса насыщения У. Ланжелье $\text{SI} > 0$ ($\text{SI} = 3,9$ (проба в 2009 г.) и $\text{SI} = 2,7$ (проба в 2011 г.)) и индекса стабильности Ризнера $\text{Ist} < 3,7$ ($\text{Ist} = -0,6$ (проба в 2009 г.) и $\text{Ist} = 1,3$ (проба в 2011 г.)) можно сделать вывод, что вода также склонна к выделению карбонатного осадка и в значительной степени пересыщена карбонатом кальция [1,2].

По результатам коррозионных исследований (гравиметрический метод) установлено, что активность системы повышенная [3]. Наилучшие ингибирующие свойства (Z более 90%) проявил ИК№2 (как в 2009 г., так и в 2011 г.) уже при концентрации 14 мг/л, при этом сохраняя защитные функции при повышении температуры до 80°C . Его поведение по прошествии двух лет не изменилось и осталось стабильным в отличие от ИК№1, значительно потерявшего эффективность почти на 40% уже при 35°C ($Z = 14\%$) и активно стимулирующего коррозионный процесс при 80°C как на образцах Ст.20, так и на более коррозионноустойчивых образцах материала трубопровода Ст.13ХФА.

Такое поведение ИК№1 скорее всего связано с особенностями компонентного состава реагента, относящегося к амидо-имидазолиновым ингибиторам коррозии, у которых наблюдается ухудшение адсорбционных

характеристик и снижение способности донировать электроны в процессе их длительного хранения («старения») [4].

Таким образом, реагент ИК№1 относится к «опасным» ингибиторам коррозии и не может быть рекомендован к дальнейшему применению на данном объекте, в связи с чем, в комплексный коррозионный мониторинг ООО «СКОМИ ОЙЛУЛЗ (РУС)» введены дополнительные исследования эффективности ингибиторов коррозии при длительном хранении.

ЛИТЕРАТУРА

1. Маркин, А. Н. CO₂ - коррозия нефтепромыслового оборудования: монография / А. Н. Маркин, Р. Э. Низамов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». - 2003. - 188 с.
2. Кашавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, И.Т. Мищенко. – М.: Орбита-М. - 2004. – 432 с.
3. ГОСТ 9.502-82. Ингибиторы коррозии металлов для водных систем. Методы коррозионных испытаний. Введ.01.01.1984.
4. Палатик Г.Ф. Особенности поведения промышленных амидо-имидазолиновых ингибиторов коррозии в водно-углеводородных средах дис. ...к-т техн. наук / Г. Ф. Палатик. – С-Пб, 2004. – 155 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ГИБКИХ ТРУБ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ

Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю. Ефанова, К.А. Потешкина

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65.
тел. 8 (499) 135-11-92, davletshina7676@himeko.ru

Последнее десятилетие большое развитие получили колтюбинговые технологии, в основе которых лежит использование гибкой намотанной на барабан трубы, спускающейся и поднимающейся из скважины при помощи специального агрегата. Преимущество данных технологий над традиционными заключается в мобильности колтюбинговой установки и сокращении затрат на внутрискважинные работы. По данным ассоциации специалистов по колтюбинговым технологиям и внутрискважинным работам на 2009 год по миру количество колтюбинговых технологий достигает порядка 2 тыс., непосредственно в России задействовано около 200 установок.

При осуществлении операций с колтюбинговыми трубами срок службы гибких труб значительно снижается из-за коррозионного разрушения при воздействии различных агрессивных сред, которые применяются при ремонтных работах, особенно при кислотных обработках. Это в основном обусловлено тем, что для изготовления

колтюбинговых труб используются низколегированные и малоуглеродистые, а также коррозионностойкие стали. В большинстве случаев сервисные компании применяют колтюбинговые установки с гибкими трубами из малоуглеродистых сталей из-за их низкой стоимости. Ввиду низкой коррозионной стойкости этих сталей износ гибких труб велик, что приводит к удалению части трубы после каждой внутрискважинной операции, появлению свищей и нарушению режима работ гибких труб.

Традиционно для снижения коррозии в кислотные составы добавляют ингибиторы. Применяя колтюбинговые установки, оберегается внутрискважинное оборудование от воздействия агрессивной среды и вся нагрузка переносится на гибкие трубы. На гибкие трубы кислотные составы воздействуют в течение небольшого времени (2-6 часов) и при больших скоростях потока.

В Российском государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина в НОЦ «Промысловая химия» разработана методика анализа скорости коррозии стали гибких труб при различных скоростях потока. Преимуществом данной методики является оценка коррозии в условиях, приближенных к реальным. Исследования проводятся на установке «Переносная лаборатория по оценке эффективности ингибиторов коррозии» (рисунок 1).

К примеру, по данной методике оценивалась скорость коррозии гибких труб HS 70TM CM фирмы «Teneris» в 12-% соляной кислоте с различными ингибиторами в течение двух часов [1]. Данные исследований представлены на рисунке 2.

На диаграмме можно наблюдать, что при возрастании скорости потока увеличивается значение скорости коррозии. Также следует обратить внимание на то, что эти значения скоростей коррозии намного выше допустимого значения, принятого на промыслах, – 0,2 г/м²*час. Отсюда следует, что добавление ингибитора коррозии в кислотные составы не достаточно для того, чтобы снизить коррозию гибких труб.

В НОЦ «Промысловая химия» ведутся исследования применимости различных способов снижения скорости коррозии. Наиболее прост и практичен метод снижения коррозии – применение пассивирующих



Рисунок 1.
Переносная лаборатория
по оценке эффективности
ингибиторов коррозии

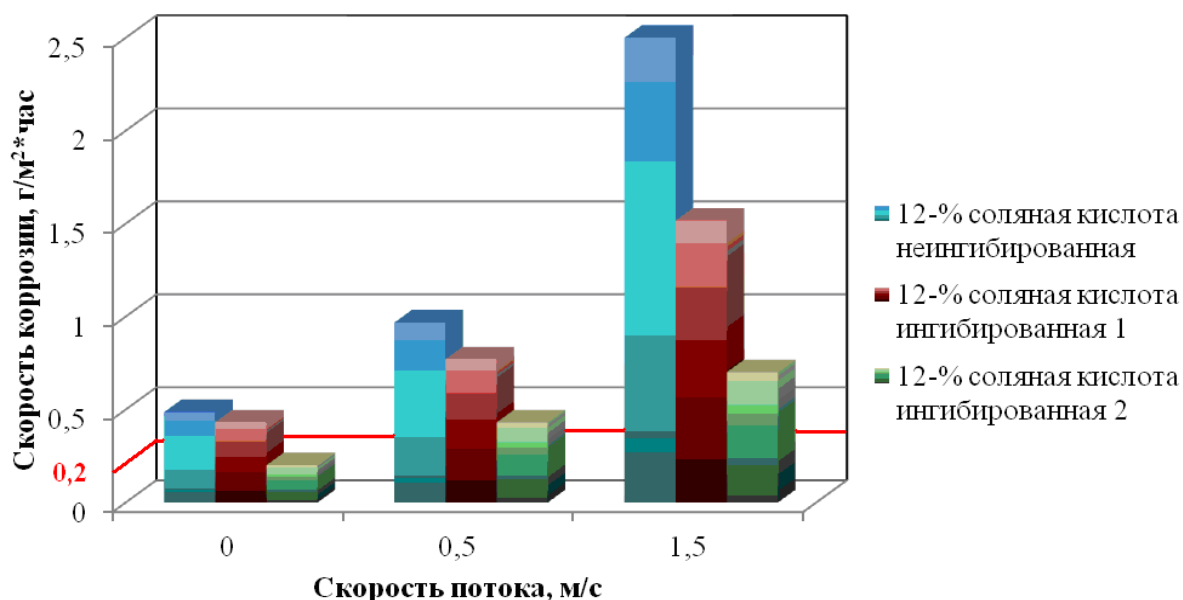


Рисунок 2. Зависимость скорости коррозии от скорости потока кислотных составов

составов, который основан на образовании защитных нерастворимых пленок на поверхности металла [2].

В качестве пассиваторов стали гибких труб были исследованы различные кислоты и соли, также анализировалось время выдержки в растворах и оптимальная концентрация вещества. Наибольший эффект снижения коррозии показал раствор Модификатора «СК-А» [3], который позволяет снизить скорость коррозии гибких труб при кислотных обработках.

Технология применения пассиватора заключается в том, что перед прокачкой кислоты по гибким трубам предварительно в трубу закачивается раствор пассиватора и выдерживается, после чего раствор удаляется и проводится кислотная обработка пласта. Работы, возможно, осуществлять как на поверхности, так и при спущенной в скважину трубе.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Л. А. Магадова, Л. Ф. Давлетшина, О. Ю. Ефанова, К. А. Потешкина. Проблема исследования коррозии гибких труб, возникающая при кислотных обработках// Технология нефти и газа, № 2, 2012. – С. 12-15.
2. Г.Г.Улиг, Р.У.Рев. Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику: Пер. с англ. Под ред. А.М. Сухотина. – Л.: Химия, 1989. – Пер. изд., США, 1985. – 261 с.
3. М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина. Разработка метода пассивации поверхности гибких труб с целью снижения их коррозии при кислотных обработках// Время колтюбинга, №34, 2010. – С. 53-58.

МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СУЛЬФАТА БАРИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С УЧАСТИЕМ АКТИВНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ

Л.А. Шангараева¹, А.М. Кунакова²

¹Национальный минерально-сырьевой университет («Горный»)
199106, г. Санкт-Петербург, В.О., 21-я линия, 2,
тел. 8 (812) 328-82-40, l.shangaraeva@mail.ru

²ООО «Газпромнефть НТЦ»
190000, г. Санкт-Петербург, ул. Галерная, д.5, лит.А
тел. 8(812) 313-69-24, Kunakova.AM@gazpromneft-ntc.ru

Главной задачей в нефтяной промышленности является повышение эффективности добычи нефти. Одним из важнейших направлений решения этой задачи является борьба с отложениями неорганических солей при эксплуатации скважин. Особую актуальность эта проблема приобретает в настоящее время, поскольку многие нефтяные месторождения страны вступили в период интенсивного обводнения. Отложение солей в скважинном оборудовании приводит к снижению продуктивности, преждевременному выходу из строя глубиннонасосного оборудования, внеплановым текущим и дорогостоящим капитальным ремонтам скважин и, как следствие, значительному ухудшению технико-экономических показателей нефтегазодобывающих предприятий.

Образование солей начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от температуры и давления. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению растворимости в воде различных минералов. Большинство ионов растворяется при высоких температурах. Аналогично, уменьшение давления приводит к уменьшению растворимости. Но не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Растворимость сульфата бария увеличивается в 2 раза в температурном диапазоне от 25°C до 100°C и далее во столько же раз уменьшается по мере приближения к 200°C [3].

Низкая растворимость сульфата бария практически во всех растворителях, по сравнению с другими солеобразующими минералами, делает его крайне нежелательным из всех органических и неорганических отложений, которые встречаются в процессе эксплуатации нефтяных скважин при высокой обводненности продукции. Соли бария являются наиболее трудноудаляемыми компонентами солевых отложений. Барий часто встречается в высокоминерализованных пластовых водах нефтяных месторождений, где концентрация его нередко достигает 0,15-0,5 г/л. При

наличии даже небольших концентраций сульфат-иона барит (BaSO_4) может выпадать в осадок [2].

Для описания кинетики процесса осаждения сульфата бария в водном растворе нами использовались кривые зависимости изменения оптической плотности во времени после смешения двух жидкостей при определенной минерализации, в одной из которых содержатся ионы бария, в другой - сульфат-ионы с различными концентрациями. Кривые можно разделить условно на два типа: с индукционным периодом и без выраженного индукционного периода. Кривые с выраженным индукционным периодом наблюдались только при смешении вод при эквимольном соотношении и при относительном пересыщении ионов менее 30 (1:30) или с избытком одного из противоионов при относительном пересыщении менее 3 (1:3).

В комплексный состав солевых осадков, выпадающих при добыче нефти, входит углеводородная составляющая, представленная в основном ароматическими, непредельными углеводородами, сернистыми соединениями, парафинами, смолами и асфальтенами. Предполагается, что причиной ускорения процессов солеотложения служат водорастворимые компоненты нефти, которые переходят в воду вследствие турбулизации потока и смешения нефти с водой [1]. За счет адсорбции водорастворимой органики, главным образом нефтяных кислот и их солей, гидрофобизируются образующиеся в потоке кристаллы солей, что способствует их адгезии друг к другу, а также к гидрофобным поверхностям труб.

Из проведенных исследований выявлено, что в присутствии органики, выделенной из солеотложений, отобранных на Еты-Пуровском месторождении, наблюдается уменьшение индукционного периода кристаллизации сульфата бария из перенасыщенного водного раствора, что приводит к ускорению процесса выпадения солей.

По всей вероятности органические кислоты и их соли, обладающие высокими адгезионными свойствами, приликая к поверхности оборудования, могут служить зародышами образования отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Так, под влиянием естественных органических активных компонентов нефти происходит формирование и рост отложений солей из нефтеводогазовой смеси на поверхности нефтяного оборудования.

Влияние нефтяных компонентов на процесс солеотложений подтверждается результатами проведенных экспериментов. Была исследована физико-химическая активность водорастворимых естественных ПАВ нефти, т.е. способность их ускорять процесс осаждения ионов различных металлов, содержащихся в пластовых водах. Исследования проводились в условиях, имитирующих образование отложений под влиянием активных органических соединений нефти. Для

этого были выделены активные водорастворимые органические компоненты из солеотложений Еты-Пуровского месторождения. Водный раствор данных компонентов вводился в модель пластовой воды и интенсивно перемешивался. Присутствие органической составляющей в воде привела к осаждению ионов металлов.

В результате изучения механизма образования отложений солей с участием активных органических компонентов нефти обнаружено влияние последних на кинетику кристаллизации солей. В связи с этим необходимо учитывать их влияние на процессы солеотложения, как при моделировании отложений солей, так и при подборе реагента по их предотвращению.

Литература

1. Ахметшина И.З. Механизм отложения солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтепромысловое дело, №4, 1982. С. 14-16.
2. Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко, Д.К. Челоянц. – М.: Наука, 2000. – 414 с.
3. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти / В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. – М.: 2004. - 432с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ПРЕДМЕТ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРИГОТОВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ГРП

Л.А. Магадова, Г.Е.Гаевой, Л.А. Чирина

Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
Тел.: 8(499)233-90-22, vsash@mail.ru

Гидравлический разрыв пласта является одним из наиболее эффективных методов увеличения производительности добывающих скважин. Однако после ГРП в пласте зачастую происходит отложение солей.

Технологическая жидкость, используемая для проведения ГРП, содержит деструктор (персульфат аммония, калия или натрия), который при взаимодействии с пластовой водой разлагается с образованием сульфат-ионов, вследствие чего образуются нерастворимые соли сульфата бария и сульфата кальция [1]. Образование осадков приводит к ухудшению коллекторских свойств пласта и, как следствие, к снижению продуктивности добывающих скважин.

Как показывает практика, применение технологий предупреждения солеотложения обеспечивает длительный стабильный режим добычи нефти и рост межремонтного периода работы добывающих скважин. Наиболее действенным методом является использование химических реагентов-ингибиторов [2].

Для предотвращения солеобразования после ГРП многие компании при проведении гидроразрыва применяют жидкие и твердые ингибиторы. В частности, компания «Schlumberger» предлагает жидкий ингибитор «ScaleFRAC (L065)», компания «Halliberton» - жидкий и твердый ингибиторы «LP-65» и «Scalechek HT». Компании «Beys», «Меками», «Катобь» для предотвращения солеобразования при ГРП предлагают жидкий ингибитор «SI-1000». Компании «Форес» и «Резион» изготавливают ингибиторы солеотложений «ForeIng-S» и «ScaleRCP», которые содержатся в покрытии проппанта, состоящем из фенолформальдегидной смолы [3].

В лаборатории кафедры технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводились исследования совместимости ингибитора солеотложения «ИНСАН-500» с технологической жидкостью ГРП. Также проводилось тестирование реагента «ИНСАН-500» на ингибирующую способность к отложению сульфатных солей в статических условиях.

Из полученных результатов следует, что введение ингибитора «ИНСАН-500» в технологическую жидкость ГРП не влияет на ее реологические свойства. Также качественно доказана ингибирующая способность технологической жидкости, содержащей «ИНСАН-500», к образованию сульфатных солей.

ЛИТЕРАТУРА:

1. Разумов А.И., Алеев Р.И. Опыт работы с фондом скважин, подверженных солеотложению на рабочих органах УЭЦН, в НГДУ "Сургутнефть"//Инженерная практика.-2011.-№2. С.51-55.
2. Рагулин В.В., Волошин А.И., Ганиев И.М., Михайлов А.Г., Маркелов Д.В. Перспективная технология предупреждения солеотложения в добывающих скважинах.//Техника и технология добычи нефти.-2008.- №11. С.62-65.
3. Гарифуллин А.Р. Опыт борьбы с солеотложением в ООО "РН-Юганскнефтегаз"//Инженерная практика.- Пилотный выпуск. С.46-52.

ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ МАРКИ ОПТИМА-017 НА ОБЪЕКТАХ ТНК-ВР

Л.В. Наумова, А.А. Флягина

ООО «НПО «Нефтепромхим»
420061, г. Казань, ул. Ершова, 29,
Тел. (843) 272-43-32; proneftpx@rambler.ru

В настоящее время в нефтепромысловой практике проблема предупреждения солеотложений решается в основном путем ингибиторной защиты подземного и наземного оборудования

В ООО НПО «Нефтепромхим» (г. Казань) разработаны ингибиторы солеотложений марки «Оптим», которые предназначены для предупреждения отложения карбонатов и сульфатов кальция, баритов, соединений железа в нефтепромысловом оборудовании, а также в системах оборотного водоснабжения.

Проведено лабораторное тестирование ингибитора Оптим-017 на объектах ТНК-ВР как на реальных пластовых водах, так и на моделях пластовой воды Нижневартовска, Оренбурга Новосибирска. Эффективность по результатам лабораторных испытаний составляет 89-99%

В 2009 г были проведены опытно-промысловые испытания ингибитора солеотложений Оптим-017(3) на 63 солеобразующих добывающих скважинах Тюменского, Гун-Еганского, Лор-Еганского, Новомолодежного месторождений Северного НГДП ОАО «ТНК-Нижневартовск».

Технология ингибирования в период проведения ОПИ заключалась в проведении периодической закачки в затрубное пространство добывающих скважин в виде 10%-ного водного раствора с периодичностью 1 раз в 30 дней с дозировкой 20 г/м³ попутно добываемой пластовой воды.

За время проведения ОПИ с апреля по декабрь 2009 г. по причине солеотложений произошло 4 отказа из 63 скважин. Следовательно, эффективность ингибирования по фонду скважин, обрабатываемых ингибитором Оптим-017(3) составляет 93,6%

В этот же период с 1 апреля по 31.12.2009 г. параллельно проводились опытно-промысловые испытания других ингибиторов солеотложений по подразделениям ОАО «ТНК-Нижневартовск».

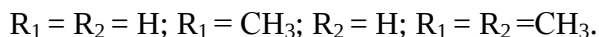
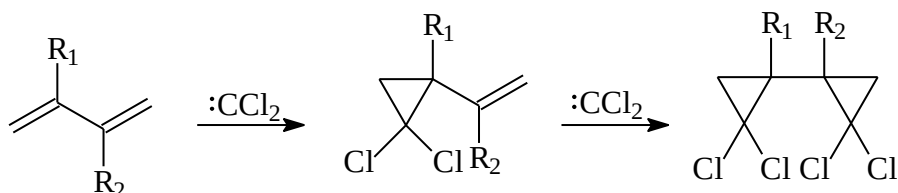
Анализ сравнительных данных по эффективности и наработке на отказ 248 испытанных скважин показали, что при использовании ингибитора Оптим-017 наблюдалось наименьшее количество отказов ЭЦН и наибольшая наработка на отказ (368,6 сут по сравнению со средним по ОАО «ТНК-НВ» 282,5 сут)

ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ЗАМЕЩЕННЫХ ГЕМ.-ДИХЛОРЦИКЛОПРОПАНОВ

А.Н. Казакова, Н.Н. Михайлова, С.С. Злотский

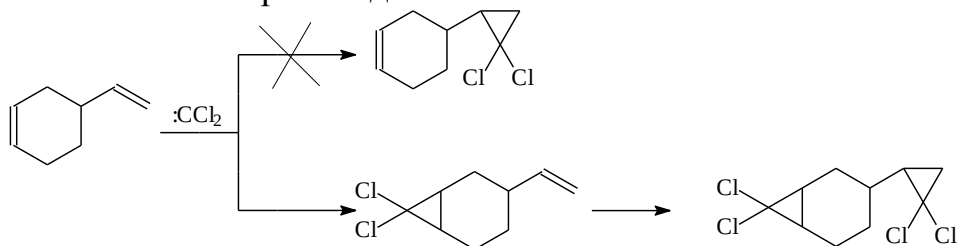
Уфимский государственный нефтяной технический университет
450064, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1,
тел. 8(347)242-08-54, nocturne@mail.ru

Мы разработали и усовершенствовали синтез алкенил-гем.-дихлорциклопропанов и бис-гем.-дихлорциклопропанов карбенированием промышленно сопряженных диенов: бутадиена, 2,3-диметилбутадиена, изопрена.



Найдены условия позволяющие с высокой селективностью получать алкенил-гем.-дихлорциклопропаны и бициклические аддукты. Было установлено, что соединения с двойной связью эффективно тормозят кислотную коррозию стали в высокоминерализованных водных средах. Мы объясняем этот эффект способностью алкенил-гем.-дихлорциклопропанов образовывать устойчивые олиго- и полимерные пленки на поверхности металла. Обнаружено, что полученные бициклические соединения обладают способностью тормозить отложение солей и парафинов.

Дихлоркарбенирование промышленно доступного несопряженного диена – винилциклогексена протекает с промежуточным образованием бициклического винилпроизводного.



Это соединение также обладает высокой ингибирующей активностью и наряду с защитой от коррозии замедляет процессы соле- и парафиноотложения. Полициклический тетрахлорид оказался эффективной добавкой к поливинилхлоридным пластикатам.

Секция 5. ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ СОПОЛИМЕРОВ АКРИЛАМИДА И АЦЕТАТА ХРОМА ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ

Д.А. Господарев, А.В. Макаревич

БелНИПИнефть, РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»
Республика Беларусь, 246050, г. Гомель, ул. Артиллерийская, 8,
+375-232-793621, d.gospodarev@beloil.by

Один из перспективных методов ограничения водопритоков в нефтяных пластах базируется на применении гелеобразующих композиций на основе концентрированных водных растворов полиакриламидов (ПАА) и сшивателей. В поверхностных условиях эти композиции обладают относительно низкой вязкостью и легко закачиваются в пласт. Сшивка растворенного полимера происходит непосредственно в зоне гидроизоляции под влиянием повышенных пластовых температур и приводит к образованию прочного вязко-упругого гидрогеля. Последний оказывает высокое сопротивление фильтрации воды, что позволяет ликвидировать ее приток [1-3].

В 2010 г. в БелНИПИнефть были начаты лабораторные исследования по адаптации подобных композиций к технико-геологическим условиям белорусских месторождений с целью их внедрения в технологии ремонтно-изоляционных работ (РИР) на объектах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть».

Первоначально к опытно-промысловым испытаниям была рекомендована композиция на основе 1% водного раствора сополимера акриламида и акрилата натрия с молекулярной массой 10-13 млн. дальтон в сочетании с ацетатом хрома. Она характеризовалась технологически приемлемым временем гелеобразования (1-1,5 ч) при пластовой температуре 70 °С и удовлетворительными структурно-механическими показателями образующегося гидрогеля. Выбор указанного ПАА в качестве основы композиции для РИР был обусловлен, в частности, его технологичностью в составе сшивающихся полимерных систем (СПС), которые в течение ряда лет с высокой эффективностью применяются в потокоотклоняющих технологиях ПНП на месторождениях Беларуси [4].

Перед проведением опытно-промысловых испытаний была отработана технология приготовления концентрированного раствора ПАА в слабоминерализованной попутно-добываемой воде непосредственно на

устье скважины с применением стандартного промышленного оборудования – циркуляционного смесителя ЦС-50 и агрегата АЦН-320. Технология РИР посредством нагнетания в зону водопритока гелеобразующей композиции рассматриваемого типа была испытана в трех нефтяных скважинах (двух добывающих и одной нагнетательной). Испытания выявили технологические трудности применения в технологиях РИР гелеобразующих композиций на основе ПАА с относительно высокой молекулярной массой. В их числе: длительность растворения ПАА в воде; высокая вязкость композиции и, как следствие, значительные давления, развивающиеся при ее закачке в пласт, низкая прочность изоляционных гидрогелей и ограниченная возможность регулирования их структурно-механических параметров из-за невозможности приготовления более концентрированных растворов ПАА; низкая проникающая способность.

Анализ соответствующих литературных данных [2, 3] и практический опыт работы с водорастворимыми полимерами позволил предположить, что вышеперечисленные проблемы может устранить использование ПАА с низкой молекулярной массой.

Поэтому далее на предмет применимости в технологиях РИР были исследованы гелеобразующие композиции на основе двух марок низкомолекулярных ПАА и ацетата хрома. Оба образца представляли собой сополимеры акриламида и акрилата натрия и характеризовались низкой степенью анионности (2-3 мол. %); первый (Р-1) имел молекулярную массу 500 тыс. дальтон, второй (Р-2) – 2-4 млн. дальтон.

Были приготовлены пробы 4 %-ного раствора ПАА Р-1 и 2 %-ного – Р-2 в пресной и слабоминерализованной пластовой ($\rho = 1,1 \text{ г/см}^3$) водах. Динамическая вязкость свежеприготовленных пресноводных растворов указанных ПАА при 20 °С составила 75-80 мПа·с и около 700 мПа·с соответственно, минерализованных – несколько ниже. В растворы вводили ацетат хрома в количестве, пропорциональном массе полимера.

Процесс гелеобразования изучали осцилляционным методом на реометре Physica MCR 301 по динамике изменения во времени значений модуля упругости (G') и модуля потерь (G'') композиций при их нагревании и выдержке при пластовой температуре 70 °С. За начало гелеобразования принимали момент времени, когда модуль G' начинал превышать модуль G'' . Наряду с этим, периодически визуально оценивали консистенцию проб композиций в соответствии с известным классификатором [1]. Выполненные исследования показали, что гелеобразование композиций на основе ПАА Р-1 началось при температуре опыта через 0,85-1,25 ч и завершилось через 2-3 ч (скорость гелеобразования зависела от минерализации воды для затворения). Продолжительность гелеобразования композиций на основе ПАА Р-2, при прочих равных условиях, была приблизительно в 2 раза меньше.

По результатам лабораторных исследований был отмечен ряд преимуществ ПАА Р-1 перед Р-2. Вязкость водоизолирующей композиции на основе первого – значительно ниже, чем второго и, вместе с тем, прочность образующихся гелей – выше. По этим критериям композиции на основе ПАА Р-1 более технологичны как в процессах приготовления и нагнетания в пласт, так и с точки зрения возможности создания более прочных гидроизоляционных экранов.

Высокая изоляционная способность гелеобразующей композиции на основе полимера Р-1 была подтверждена результатами фильтрационных испытаний. В качестве модели пласта использовали насыпную водонефтенасыщенную модель карбонатного пласта. После определения исходных коэффициентов фазовой проницаемости по воде и нефти через модель прокачали (в обратном направлении) свежеприготовленную гелеобразующую композицию в количестве трех поровых объемов. Насыщенную композицией модель выдержали при пластовой температуре (60°C) в течение 40 ч для завершения процесса гелеобразования.

Затем в модель пласта (в прямом направлении) нагнетали пластовую воду. Прорыв гидроэкрана произошел при градиенте давления 6 МПа/м. Фазовая проницаемость по воде снизилась по сравнению с исходной более, чем в 7000 раз. При последующей прокачке нефти было установлено, что коэффициент остаточного сопротивления по нефти составил лишь 95,8. То есть исследуемой композиции присуща способность непропорционального снижения фазовой проницаемости по воде и нефти [5], что свидетельствует о ее селективности.

С учетом положительных результатов лабораторных статических и динамических исследований гелеобразующая композиция на основе полимера Р-1 с добавкой ацетата хрома была рекомендована к опытно-промышленным испытаниям в технологиях РИР на объектах РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». С ее применением успешно были выполнены операции РИР в двух нефтяных скважинах, целью которых являлись соответственно ликвидация заколонного перетока и перевод на вышележащий продуктивный интервал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Sydansk R.D. A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology /SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, 16-21 April 1988, Tulsa, Oklahoma (SPE 17329).
2. Kabir A.H. Chemical Water and Gas Shutoff Technology - An Overview / SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, 6-9 October 2001, Kuala Lumpur, Malaysia (SPE 72119).
3. Di Lullo G., Rae R. New Insights into Water Control - A Review of the State of the Art / SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10 October 2002, Melbourne, Australia (SPE 77963).
4. Макаревич А.В., Господарев Д.А., Паркалов С.В. Полимерные и полимер-минеральные композиции для повышения нефтедачи карбонатных пластов //

Материалы VI Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия», 23-24 июня 2011, г. Москва.– С. 99-102.

5. Liang J, Seright R.S. Further Investigations of Why Gels Reduce Water Permeability More Than Oil Permeability / SPE Production & Facilities. – 1997. – Vol.12. – №4. – P. 225-230 (SPE 37249).

О МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ЭМУЛЬСИЙ С НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТИ

М.А. Силин, Л.А. Магадова, С.А. Низова, М.В. Чепикова

Российский государственный университет имени И.М. Губкина,
119991, г.Москва, Ленинский проспект, 65
Тел. 8(499)233-93-61, maria.chepikova@mail.ru

В предыдущем сообщении¹ нами были представлены результаты разделения высокообводненной скважинной продукции Спорышевского месторождения – водонефтяных эмульсий, содержащих 2-7% нефти, и было показано, что в присутствии предложенных нами композиционных реагентов (КР) возможно осуществлять эффективное разрушение эмульсий, получать товарную нефть и подготавливать воду необходимого качества с целью закачки ее в пласт для поддержания пластового давления.

В данном сообщении приведены результаты исследований по выявлению механизма образования указанных КР, что может помочь управлять их свойствами.

В качестве объектов исследования были использованы водные растворы низкомолекулярных ПАВ, содержащих функциональные неионные группы и смешанные анионные и неионогенные группы, водные растворы поверхностно-активных неионогенных полимеров и модельные водонефтяные эмульсии.

С помощью метода динамического рассеяния света определены в водных растворах не только размеры коллоидных частиц исходных сырьевых компонентов, но, главное, размеры и состав частиц ассоциатов, образованных в процессе межмолекулярных взаимодействий низкомолекулярных ПАВ и неионогенных полимеров. В результате такой ассоциации образуются полимерные КР, обладающие деэмульгирующими и флокулирующими свойствами, проявляющие высокую эффективность при разрушении водонефтяных эмульсий с низким содержанием нефти. Определены концентрационные пределы низкомолекулярных ПАВ, включаемых в ассоциаты с полимером.

Показано также, что метод динамического рассеяния света может быть использован для оценки качества и выбора исходных сырьевых компонентов при получении композиционных реагентов.

БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ МОНОМЕРОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА АКРИЛОВЫХ ПОЛИМЕРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В. В. Минибаев

ООО «Ашленд Евразия»
614101, г. Пермь, ул. Кировоградская, 16/1,
тел. 8 (342) 283-69-23, yminibaev@ashland.com

В настоящее время акриловые полимеры находят широкое применение в нефтедобывающей промышленности, как в составе буровых растворов, так и в технологиях повышения нефтеотдачи для месторождений, вступивших в заключительную стадию разработки. В качестве компонентов буровых растворов акриловые полимеры используются с целью регулирования их реологических и фильтрационных свойств. Для повышения нефтеотдачи пластов акриловые полимеры применяются в так называемых потокоотклоняющих технологиях, направленных на выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин при заводнении, результатом применения которых являются: повышение нефтедобычи за счет увеличения охвата пласта заводнением, снижение обводненности продукции действующих скважин, введение в работу части бездействующих скважин. Другим направлением использования акриловых полимеров для повышения нефтеотдачи является загущение вытесняющей нефть жидкости при заводнении [1,2].

Предъявляемые к полимерам требования - соответствие их характеристик специфическим технологиям применения, высокое качество и низкая стоимость обуславливают необходимость решения в процессе производства ряда вопросов, касающихся выбора и совершенствования технологии получения исходных мономеров, сокращения энергетических затрат, промышленной и экологической безопасности.

Сырьем для синтеза акриловых полимеров, применяемых в технологиях нефтедобычи, служат два мономера: акриламид и акрилат натрия.

Сегодня биотехнология синтеза акриламида считается в мире наиболее перспективным подходом к получению данного мономера. Применение в качестве катализаторов клеток микроорганизмов или их ферментов дает значительные преимущества. Биокаталитические процессы с использованием таких катализаторов проходят в водных растворах при комнатной температуре и атмосферном давлении, селективность и степень конверсии близка к 100%. Биокатализ характеризуется малым количеством отходов и не требует больших затрат энергии. Учитывая использование в качестве исходного компонента сильнодействующего ядовитого вещества

- акрилонитрила, биокаталитические процессы позволяют значительно повысить промышленную и экологическую безопасность процесса получения акриламида.

В 2000 году впервые в России в Перми начато промышленное производство концентрированных растворов акриламида биотехнологическим способом. В течение последующих лет технология совершенствовалась с целью повышения производительности, промышленной и экологической безопасности, снижения издержек производства и сокращения отходов. В настоящее время это современное производство, в котором процесс биокатализа акрилонитрила полностью автоматизирован. В создание промышленного штамма, совершенствование технологии его получения и применения значительный вклад внесли Институт генетики и селекции промышленных микроорганизмов, ГУП СНИИ Биокатализа и его нынешний правопреемник - ЗАО «Биоамид», СФ НИИ полимеров им. Академика В.А. Каргина, ЗАО «Компания «Москва-Штокхаузен-Пермь» (ныне ЗАО «Ашленд МСП») [3,4].

Традиционным способом получения второго мономера - акрилата натрия является нейтрализация едким натром акриловой кислоты полимерного сорта, которая чрезвычайно склонна к полимеризации и, несмотря на ингибирование, при определенных условиях может спонтанно полимеризоваться. В замкнутом объеме это проявляется в виде взрыва. Поэтому затруднена ее транспортировка. В мировой практике, как правило, акриловую кислоту используют там, где получают. Поскольку производство такой кислоты в Пермском промышленном регионе отсутствует, весьма актуальной стала задача получения ее солей иным способом.

В 2000 году специалистами ЗАО «Биоамид» были изучены культуры из лабораторной коллекции, способные трансформировать акрилонитрил в акриловую кислоту без образования акриламида в качестве промежуточного продукта. Однако низкий уровень активности коллекционных культур и необходимость внесения казаминовых кислот в среду культивирования для достижения высокой активности заставили отказаться от их использования.

В дальнейшем был проведен скрининг бактерий с высокой нитрилазной активностью в местах непосредственного контакта природной микрофлоры с токсичными соединениями данного класса. Из более чем 150 культур был выделен штамм *Alcaligenes* sp. с лабораторным шифром С-32, обладающий наибольшей удельной активностью фермента нитрилазы. Именно этот энзим катализирует специфическую реакцию трансформации акрилонитрила в акрилат аммония.

В том же году были разработаны среда и условия культивирования для штамма *Alcaligenes denitrificans* С-32. Достигнута удельная нитрилазная активность клеток, превосходящая мировые аналоги. Затем

были проведены показательные лабораторные и пилотные синтезы акрилата аммония и, с участием специалистов ЗАО «Ашленд МСП», разработана промышленная технология получения водного раствора акрилата аммония с использованием созданного биокатализатора [5]. Параллельно был выполнен и в 2005 г. реализован проект промышленной установки получения акрилата натрия.

К 2005 г. сотрудниками ЗАО «Биоамид» была разработана и внедрена на ОАО «Биосинтез», г. Пенза, технология промышленного получения биомассы штамма *Alcaligenes denitrificans* C-32, а с января 2005 года ЗАО «Ашленд МСП» начат выпуск промышленных партий акрилата натрия. К середине 2005 года была достигнута проектная мощность биотехнологического производства акрилата натрия. Благодаря созданному производству акрилата натрия ЗАО «Ашленд МСП» было освоено промышленное производство широкого спектра анионных полимеров «Праестол» различной молекулярной массы и степени анионной активности, широко используемых в нефтяной отрасли.

Анионные полимеры «Праестол», производимые ЗАО «Ашленд МСП», были испытаны совместно с отраслевыми научно-исследовательскими институтами на возможность применения в нефтяной отрасли. Специально подобранные степень анионности, молекулярная масса и гранулометрический состав полимеров позволили обеспечить соответствие их параметров техническим требованиям, предъявляемым к полимерам для нефтедобычи. Следствием данной работы явилось успешное применение этих полимеров в различных рецептурах буровых растворов, используемых при бурении на месторождениях Западной и Восточной Сибири, Волго-Уральского региона и республики Коми.

Таким образом, инновационная деятельность компании «Ашленд» в области биотехнологии получения мономеров в сотрудничестве с ЗАО «Биоамид» позволила сформировать новую отечественную сырьевую базу для получения разнообразных анионных полимеров, используемых на различных этапах нефтедобычи, от бурения до повышения нефтеотдачи и утилизации отходов бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хисамутдинов Н. И., Тахаутдинов Ш. Ф., Телин А. Г., Зайнетдинов Т. И., Тазиев М. З., Нурмухаметов Р. С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». -2001-184 с.
2. Маньшин В. Н., Швецов И. А., Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. – Самара. Самар. Дом печати, 2003. – 392 с.
3. Патент РФ N 2077588 с приоритетом от 16.01.96 г. «Способ получения акриламида». Дебабов В.Г., Воронин С.П., Козулин С.В., Синолицкий М.К., Козулина Т.Н., Полянский А.Б., Синтин А.А., Яненко А.С., Байбурдов Т.А., Хоркин А.А., Луйксаар И.В., Решетникова Л.В., Федченко Н.Н.

Секция 6. ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВНЕДРЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА НА РЫНКАХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ БЛИЖНЕГО И ДАЛЬНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ

С.В. Чистяков, Ю.Ю. Костаков, Л.М. Шипигузов

ООО "ФЛЭК", 614055, г.Пермь, 2^{ой} Белоярский пер., д.3.
Тел.: 8(342)294-62-90, факс: 8(342)294-62-93, e-mail: flek@flek.pnsh.ru

В условиях неблагоприятной и нестабильной финансово-экономической ситуации на мировых рынках нефтедобывающие компании вынуждены искать все новые и новые пути снижения своих издержек. В том числе и за счет применения новых, более эффективных с технологической и экономической точки зрения химических реагентов для добычи, транспорта и подготовки нефти.

В свою очередь, на рынке нефтепромысловой химии появляются новые производители, расширяется и совершенствуется производство реагентов давно существующих на данном рынке компаний, успевших зарекомендовать себя.

Несомненно, одним из важнейших направлений деятельности в сфере применения химических реагентов для нужд нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности является разработка, производство и постоянное усовершенствование деэмульгирующих составов.

Компания "ФЛЭК" производит деэмульгаторы уже более 19 лет. В настоящее время из всего выпускаемого ассортимента реагентов-деэмульгаторов практически 95% состоят полностью из отечественного сырья.

В 2008 году ООО "ФЛЭК" начинает свою работу в Республике Казахстан с поставки 5 тонн деэмульгатора "ФЛЭК-Д-020", заменив им базовый реагент "Dissolvan 3144" производства компании "Clariant". По итогам проведения опытно-промышленных испытаний (рис. 1) применение реагента "ФЛЭК-Д-020" не только показало свою более высокую технологическую эффективность при подготовке нефти, но и позволило получить экономический эффект более 1 млн. рублей.

Немаловажным фактором для развития любой компании, тем более в условиях рыночной экономики, является необходимость не только постоянного расширения существующего ассортимента продукции, но и непереносимое совершенствование существующей линейки продуктов. В

рамках данного усовершенствования специалистами компании "ФЛЭК" были проведены дополнительные лабораторные исследования по оптимизации состава "ФЛЭК-Д-020", итогом которых стало снижение рабочего расхода деэмульгатора с 55-60г/т подготавливаемой нефти до 44-45, т.е. на 20-25%.

В течение 2009-2010гг. продолжалось освоение рынка нефтепромысловой химии Республики Казахстан. Были успешно проведены испытания деэмульгатора "ФЛЭК-Д-012К" для подготовки нефти месторождения Кумколь, разрабатываемого компанией АО "Тургай Петролеум". Опытно-промышленные испытания проводились в сравнении с базовым деэмульгатором "ДМО-86520". В ходе ОПИ было достигнуто снижение расхода на УППН с 39,3 г/т до 33 г/т подготавливаемой нефти (более чем на 15%). Причем среднее содержание хлористых солей в товарной нефти и содержание нефтепродуктов в воде уменьшилось на 40% и 21% соответственно. Кроме своей технологической эффективности, замена деэмульгатора "ДМО-86520" производства компании "Baker Petrolite" на деэмульгатор отечественного производства "ФЛЭК-Д-012К" компании "ФЛЭК" позволила получить годовой экономический эффект в 160 тыс. долларов США.

В 2011 году специалистами "ФЛЭК" были успешно проведены опытно-промышленные испытания деэмульгатора "ФЛЭК-Д-028" (рис. 2) на месторождении "Palouge" компании PetroDar Республики Судан (Африка). Уже на первом этапе проведения испытаний (через 24 часа) было отмечено снижение давления на входе на установку (с 750-780 кПа до 670-690 кПа). Значительно интенсифицировался процесс сброса воды на сепараторах. Содержание воды на выходе из сепараторов второй ступени уменьшилось с 25-35% до 11-12%.

Таким образом, накопленный опыт позволяет сделать вывод, что реагенты отечественного производства, в частности - деэмульгаторы, способны успешно конкурировать с продукцией мировых лидеров по производству нефтепромысловой химии.

В настоящее время страны как ближнего зарубежья (Республика Казахстан, Республика Узбекистан, Республика Азербайджан), так и дальнего (Республика Судан) в качестве обширного рынка реагентов, необходимых для обеспечения процессов добычи, транспорта и подготовки нефти, рассматриваются компанией "ФЛЭК" в качестве одного из наиболее перспективных направлений развития бизнеса.

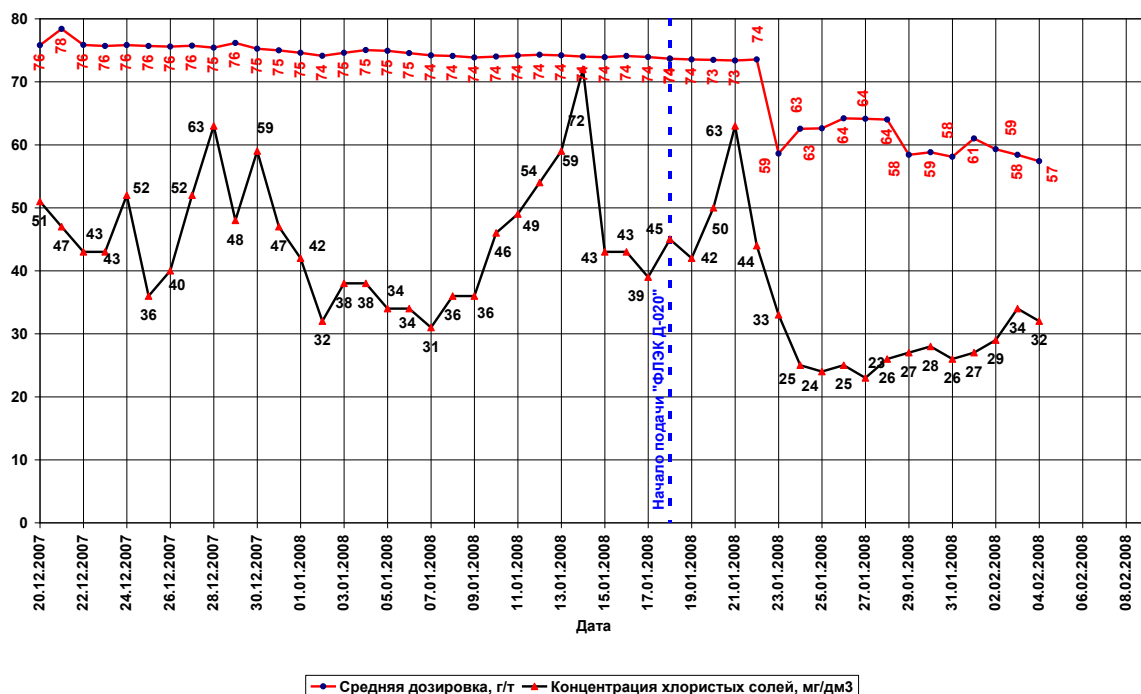


Рис.1 Результаты ОПИ деэмульгатора "ФЛЭК-Д-020" на месторождении Каракудук компании "Каракудукмунай" (Республика Казахстан)

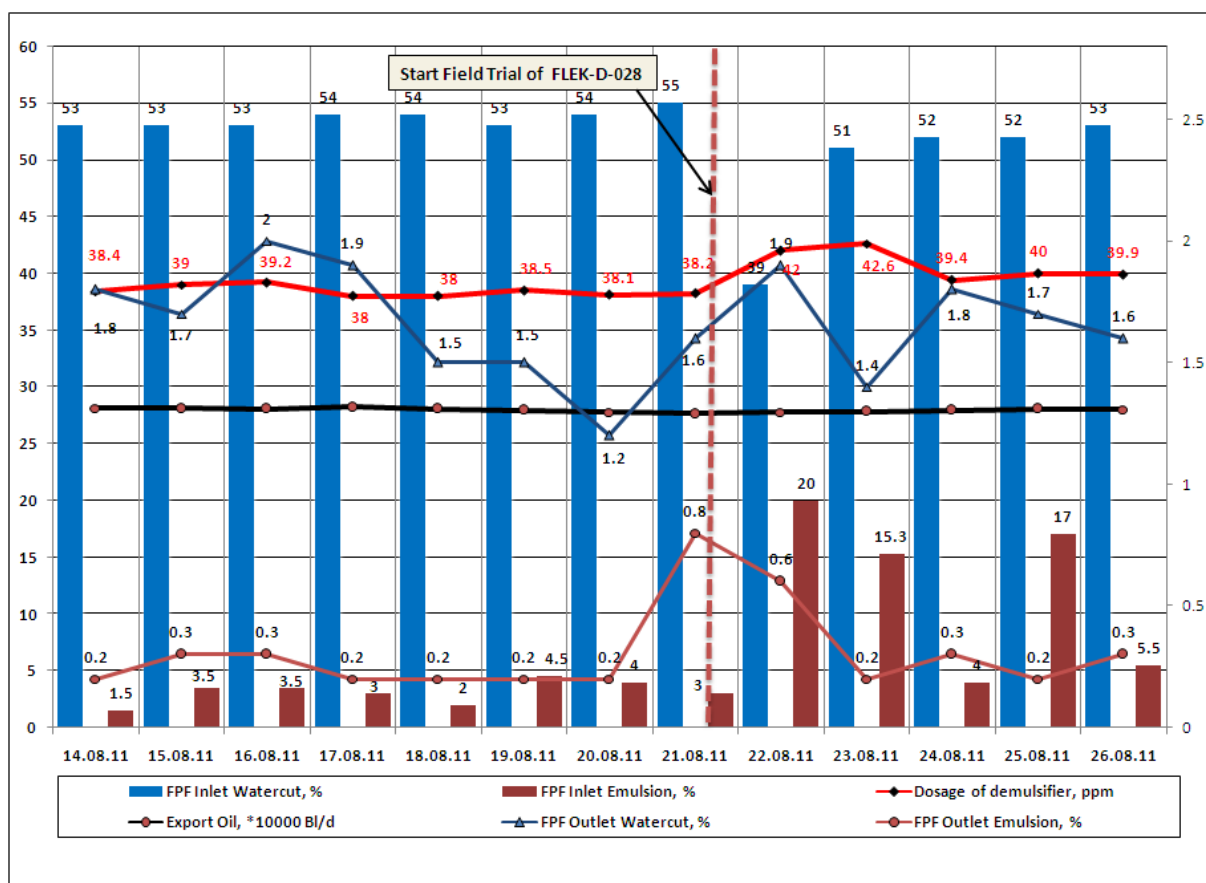


Рис. 2 Результаты проведения ОПИ деэмульгатора "ФЛЭК-Д-028" на FPF месторождения Palouge, PetroDar Operating Company (Республика Судан)

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГИДРОФИЛЬНО-ЛИПОФИЛЬНОГО
БАЛАНСА ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
РАЗРУШЕНИЯ ШЛАМОВОЙ ЭМУЛЬСИИ (ХОЛМОГОРСКОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ»)**

М.А. Силин, А.Я. Учаев

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
uchaev87@mail.ru

Сбалансированность гидрофильной и гидрофобной частей молекулы деэмульгатора характеризуется ее гидрофильно-липофильным балансом (ГЛБ). Для ПАВ эта характеристика введена Грифином-Девисом и отражает термодинамический параметр, непосредственно связанный с работой перехода ПАВ из одной фазы в другую. Существует корреляция между числами ГЛБ и растворимостью ПАВ в воде, по мере увеличения растворимости число ГЛБ возрастает. В этой шкале особая роль отведена числу 7: при ГЛБ > 7 ПАВ преимущественно растворим в воде, при ГЛБ < 7 – в масле. ГЛБ деэмульгаторов может быть косвенно выражено через фенольные числа, которые определяются по методике ОАО «Гипровостокнефть» и характеризуют их преимущественное средство к водной либо к нефтяной фазам эмульсии [1].

С целью оценки влияния ГЛБ на устойчивость шламовой эмульсии были выбраны деэмульгаторы, имеющие разное фенольное число. Характеристика деэмульгаторов представлена в таблице – 1.

Таблица-1

Характеристика деэмульгаторов

№ п/п	Название деэмульгатора	Тип ПАВ	Фенольное число
1	СНПХ 4315 Д	блоксополимер окси этилена	2,2
2	ЛАБСК	алкилбензо- сульфокислота	3,84
3	Нефтенол КС	алкилфенол- формальдегидная смола	6,2
4	ПМ	олигоуретан	10,82
5	ПМ-72	олигоуретан	13,43

Оценка эффективности действия деэмульгаторов проводилась термохимическим отстоем в течение 2 часов при 80 °С с последующим центрифугированием при 4000 об/мин в течение 30 минут. Расход деэмульгаторов составлял 0,5 % масс. Результаты исследования представлены на рисунке – 1.

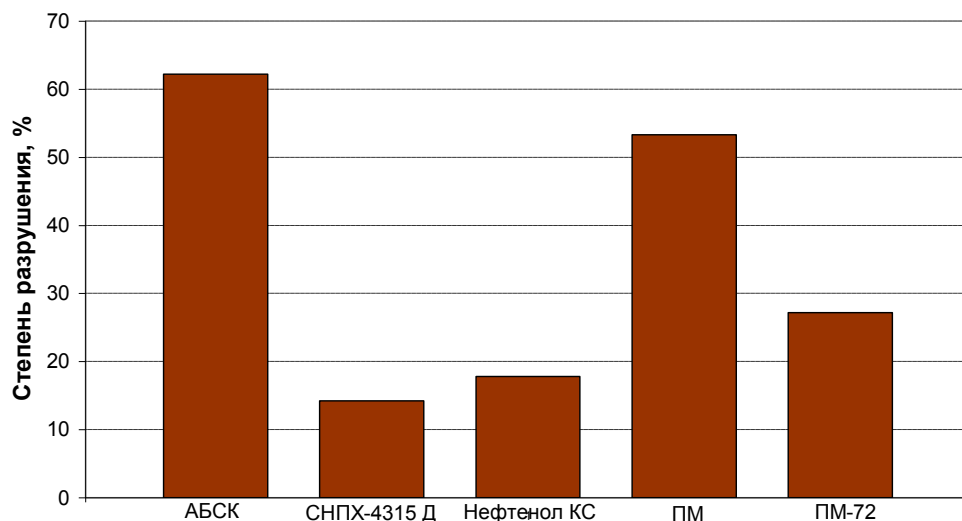


Рисунок - 1 Влияние деэмульгаторов с различным ГЛБ на устойчивость шламовой эмульсии (Холмогорское месторождение ОАО «Газпромнефть»)

Из рисунка – 1 видно, что прямой зависимости между фенольным числом и эффективностью действия нет. Так если сравнивая АБСК и СНПХ 4315 Д, у которых близкие значения фенольных чисел, но имеющие разную структуру молекул и относящиеся к разным классам ПАВ, степень разрушения сильно отличается. Степень разрушения СНПХ-4315 Д составляет 15%, а АБСК – 63%. Если брать неионогенные деэмульгаторы, то здесь прослеживается некая зависимость - с увеличением фенольного числа увеличивается степень разрушения. Однако, у неионогенных деэмульгаторов ПМ и ПМ-72, которые имеют одинаковую активную основу, но разную молекулярную массу. Степень разрушения ПМ (фенольное число 10,82) составляет 54%, а ПМ-72 (фенольное число 13,43) – 28%.

Таким образом, в результате данных исследований было показано, что на эффективность действия деэмульгатора помимо ГЛБ влияет класс ПАВ, структура молекулы деэмульгатора и его молекулярная масса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества: Свойства и применение. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Химия, 1981. – 304 с.

ПОДБОР КОМПЛЕКСНЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА ОБЪЕКТАХ СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦПНГ-1 ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»

Л.А. Магадова, М.С. Подзорова, Г.С. Хузина, О.В. Варенникова

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65,
тел. 8(926)7873455, varennikova.k@mail.ru

При существующей системе внутрипромыслового сбора северной группы месторождений ЦПНГ-1 ОАО «Самаранефтегаз» происходит смешение скважинной продукции, содержащей сероводород, и продукции, пластовые воды которой содержат ионы железа, что приводит к образованию сульфида железа.

Образование сульфида железа возможно по двум механизмам [1]. По первому, в процессе коалесценции капель воды девонских горизонтов, содержащих ионы железа, и капель воды угленосных горизонтов, содержащих сероводород, сульфид железа образуется в объеме общей капли. По второму, после слияния девонских и угленосных эмульсий сероводород начинает диффундировать через поверхность раздела в каплю девонской воды. В этом случае сульфид железа образуется на границе раздела фаз, он может быстро перейти в нефтяную фазу и выступить стабилизатором водонефтяной эмульсии.

Месторождения северной группы ЦПНГ-1 ОАО «Самаранефтегаз» находятся на поздней стадии эксплуатации, что характеризуется повышенной обводненностью добываемой продукции. При смешении обводненной продукции скважин образуется сульфид железа, что ведет к существенному увеличению устойчивости смеси эмульсий, а также к образованию на границе раздела фаз промежуточного слоя. Как показал промысловый опыт, совместная подготовка таких нефтей весьма затруднительна и в ряде случаев не дает положительных результатов как вследствие повышенной устойчивости смеси эмульсий, так и из-за образования и накопления на границе раздела фаз высоковязкого промежуточного слоя.

Устойчивость смеси эмульсий повышается лишь при наличии сульфида железа определенной дисперсности (размеры частиц близки к коллоидным) и смачивании частиц обеими фазами эмульсий. Исследованиями показано, что объем промежуточного слоя коррелирует с концентрацией сульфида железа. Резкое увеличение устойчивости таких эмульсий наблюдается при концентрации сульфида железа более 200 г/т нефти.

Подбор комплексных деэмульгаторов проводился на модели внутрипромыслового сбора Якушкинского и Ганино-Янгильского месторождений с учетом существующего оборудования ЦПНГ-1. Нефть Якушкинского месторождения содержит сероводород. Пластовая вода Ганино-Янгильского месторождения содержит ионы железа. Смешение данных нефтей проходит во внутрипромысловой системе сбора, перед ДНС «2-ой сборный». Подача деэмульгатора проводится на АГЗУ Якушкинского и Ганино-Янгильского месторождения.

Подобран комплексный деэмульгатор, который позволил полностью исключить образование межфазных слоев при подготовке смеси нефтей за счет стабилизации эмульсии сульфидом железа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Механизм образования смесей угленосных и девонских эмульсий/ В.П. Тронов, А.Д. Ли, В.П. Орлинская и др.// Тр. ТатНИПИнефть «Сбор, транспорт и подготовка нефти.-Казань,1974.-С. 39-46.

ЗАВИСИМОСТЬ СОЛЮБИЛИЗИРУЮЩИХ СВОЙСТВ ПАВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ВО ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ, ОТ ЧИСЛА ОТНОСИТЕЛЬНОЙ РАСТВОРИМОСТИ (RSN)

М.А. Силин, М.С. Подзорова, Н.М. Журавлёва, Г.С. Хузина

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65
тел. 8(916)057-70-96, podzorova22@yandex.ru

Солюбилизацией называется процесс растворения взаимонерастворимых жидкостей в присутствии поверхностно-активных веществ (ПАВ). Солюбилизация происходит в том случае, когда в растворе есть мицеллы ПАВ.

Характерной особенностью строения поверхностно-активных веществ (ПАВ) является дифильность их молекул, обусловленная наличием полярной (гидрофильной) и неполярной (гидрофобной) частей (ГЛБ). Благодаря такому строению молекулы ПАВ могут собираться на границе раздела фаз, погружая гидрофильную часть в воду и изолируя от воды гидрофобную часть, и образовывать мицеллы. За счет процесса солюбилизации в состав мицелл может включаться компонент,

нерастворимый или слаборастворимый в дисперсионной среде, что может приводить к образованию устойчивых дисперсных систем.

Одним из показателей свойств ПАВ является число относительной растворимости (RSN), характеризующее растворимость ПАВ в воде. В общем случае ПАВ с $RSN < 13$ не растворяются в воде; ПАВ, имеющие значение RSN в диапазоне от 13 до 17 диспергируются в воде; а ПАВ с $RSN > 17$ растворяются в пресной воде. Число относительной растворимости прямо пропорционально числу ГЛБ, однако константа пропорциональности для разных рядов ПАВ различна. Показателем RSN руководствуются при выборе подходящего ПАВ для подготовки конкретной скважинной продукции.

Определение числа относительной растворимости проводится следующим образом: навеску ПАВ в количестве 1 г растворяют в 30 мл 4 % раствора бензола (толуола) в диоксане, а затем титруют полученный раствор дистиллированной водой до появления устойчивой мути. Объем дистиллированной воды (в мл), пошедший на титрование, принимается за число относительной растворимости.

Объекты исследования:

- товарные формы ПАВ с деэмульгирующими свойствами: Basorol P DB-9393 (RSN 5-7); Basorol P DB-9390 (RSN 13,4);
- нефть Ванкорского месторождения, поступающая на установку предварительного обезвоживания;
- модель пластовой воды, соответствующая пластовой воде Ванкорского месторождения по общей минерализации.

В качестве показателя солюбилизирующей способности C^c принимают отношение концентрации нефти в воде C_o , полученной в присутствии ПАВ, к концентрации нефти в воде C_x , полученной в холостом опыте.

$$C^c = C_o / C_x$$

Солюбилизирующая способность в работе определялась следующим способом: в делительную воронку конической формы наливали 400 мл модельной воды и перемешивали с помощью мешалки пропеллерного типа при скорости 2600 об/мин. Затем при включенной мешалке медленно порциями вливали безводную нефть в течение 1 минуты. Нефть добавляли в количестве 1% от объема воды. По окончании добавления нефти смесь перемешивали в течение 5 минут. После этого при включенной мешалке в смесь микродозатором вводили ПАВ в товарной форме при технологически применяемых дозировках. Смесь перемешивали в течение 3 минут. После этого мешалку выключали и выдерживали в течение 24 часов при комнатной температуре.

Дозировка товарной формы ПАВ составляла 30 г/т нефти, что соответствует технологической дозировке на УПСВ Ванкорского месторождения.

Установлено, что солюбилизующие свойства испытуемых ПАВ зависят от их RSN, и это необходимо учитывать при создании комплексных деэмульгаторов.

РАЗРАБОТКА ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»

Л.А. Магадова, Г.С. Хузина, Н.Е. Волков

Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский пр-кт, 65.
тел. 8(499)233-90-22, vnick04@mail.ru

При существующей технологии разработки месторождений нефть извлекается на поверхность, главным образом, в виде эмульсий. Нефтяные эмульсии это коллоидная мелкодисперсная система нефти и воды, образование которой может происходить в призабойной зоне скважин, в подземном и поверхностном оборудовании. Проблема разрушения устойчивых эмульсий так же является актуальной и на Ванкорском нефтяном месторождении.

Целью работы являлось обследование технологической схемы УПСВ-Ю и разработка эффективных композиционных деэмульгаторов для разделения водонефтяных эмульсий на месторождении ЗАО «Ванкорнефть».

Эффективность деэмульгаторов определялась всемирно известным методом «бутылочной пробы». Температура термохимического отстоя составляла 40°C. В качестве деэмульгаторов были использованы композиционные составы, состоящие из неионогенных и анионных ПАВ, различающиеся химическим строением и растворимостью в водной и углеводородной фазе. Расход реагентов составлял от 15 г/т до 60 г/т.

В результате проведенных экспериментов было выбрано 3 наиболее эффективных композиционных деэмульгатора. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что эффективность действия композиционных деэмульгаторов намного выше эффективности действия базового деэмульгатора (СНПХ-4315Д), применяемого на месторождении ЗАО «Ванкорнефть». Очевидно, это связано с тем, что для водонефтяной

эмульсии данного месторождения необходимо использовать более водорастворимые деэмульгаторы. Это подтверждается экспериментальными данными: так при использовании композиционных деэмульгаторов с фенольным числом более 7, эффективность разделения эмульсии намного выше, чем при использовании маслорастворимого реагента (СНПХ-4315Д).

Таблица 1. Эффективность действия деэмульгаторов на эмульсию месторождения ЗАО «Ванкорнефть».

Название	Расход, г/т	Степень разрушения, %	Время термохимического отстоя, мин.	Фенольное число
Лапрол (17%) Дипраксамин 157 (33%)	30	69	15	7,6
Лапрол (17%) Дипраксамин 157 (33%) +ВВД:Фосфол (1:3) (5%)	30	71	15	8,5
ВВД:Фосфол (1:3) 50% т.ф.	30	63	15	16,6
СНПХ – 4315Д (базовый)	30	16	15	2,2

РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА РЕАПОН-ИК 2М ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ И ПОДГОТОВКИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ.

А.Р.Пантелеева, Е.А. Гладий

Открытое акционерное общество «НАПОР»
420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, 29, тел./факс 8(843)238-90-48

Экстенсификация нефтедобычи, приводящая к заводнению нефтяных пластов, ведет не только к увеличению обводненности добываемой эмульсии, но и к снижению ее температуры. С проблемой «холодного» отстоя в России уже давно столкнулись объединения не только северных районов Западной Сибири, где она связана с климатическим фактором, но и нефтедобывающие объединения средней полосы.

Подбор высокоэффективного деэмульгатора является одной из сложнейших задач в сложившейся ситуации, поскольку эффективность работы установки предварительного сброса воды, где происходят основные процессы сепарации, а также установки подготовки нефти зависят, прежде всего, от применяемого реагента.

Нами был разработан новый высокоэффективный реагент серии Реапон-ИК РИК-2М, сохраняющий свои деэмульсационные свойства на различных типах эмульсий даже при низких температурах (4-8°C), продолжающий ряд реагентов-деэмульгаторов производимых ОАО «НАПОР».

Проведенные лабораторные, а также опытно-промышленные испытания данного деэмульгатора на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжского региона показали его высокую эффективность, по сравнению с применяемыми в данный момент реагентами, а зачастую превосходящие некоторые из них, особенно при низких температурах отстоя и по остаточному содержанию воды в товарной нефти.

В данный момент деэмульгатор РИК-2М нашел широкое применение на объектах ОАО «ТАТНЕФТЬ».

РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИЙ ПАВ С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ МИКРОЭМУЛЬСИЙ В ПЛАСТАХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

М.А. Силин, Г.С. Хузина, М.С. Подзорова

Российский государственный университет нефти и газа
имени И.М.Губкина, НОЦ «Промысловая химия»,
119991, г. Москва, Ленинский проспект, 65,
тел. 8(499)233-92-28, podzorova22@yandex.ru

Характерной особенностью современного этапа развития нефтедобывающей отрасли является существенное изменение структуры запасов в сторону увеличения доли трудноизвлекаемых нефтей.

Одним из способов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти является заводнение с применением ПАВ. Процессы, использующие ПАВ для повышения нефтеотдачи, могут быть разделены на две группы. К первой группе относятся процессы, в которых нагнетается раствор, содержащий низкую концентрацию ПАВ в виде мицеллярного раствора. Во второй группе процессов используется относительно высокая концентрация ПАВ. Нагнетаемая жидкость состоит из трех или более компонентов и в пласте образует при контакте с нефтью

микроэмульсии. Основными компонентами микроэмульсии являются нефть, ПАВ, вода, соль.

Интерес к микроэмульсиям с точки зрения повышения нефтеотдачи вызван их способностью понижать межфазное натяжение до ультранизких значений. Ограничениями в применении данного метода являются длительность периода образования микроэмульсий и их высокая вязкость.

В НОЦ «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина разрабатываются новые композиции ПАВ для создания микроэмульсий с требуемыми свойствами для повышения нефтеотдачи при разработке трудноизвлекаемых нефтей. Работы направлены на уменьшение длительности образования, а так же снижение вязкости получаемых микроэмульсий. В НОЦ «Промысловая химия» разрабатывается методологический подход исследования композиций ПАВ и получаемых при контакте с нефтью микроэмульсий с использованием современного лабораторного оборудования.

При разработке композиций ПАВ учитывается, что микроэмульсии могут находиться в равновесии с избытком нефти, воды или обоих компонентов (тип I, тип II, тип III по Винзору). Переходы между этими равновесиями зависят от значения ГЛБ и концентрации ПАВ, концентрации солей, в закачиваемой системе, а так же от состава нефти и температуры пласта. Все указанные параметры взаимно влияют друг на друга.

Секция 7. ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ДЛЯ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

И.А. Меньшикова¹, Е.А. Мазлова²

¹ОАО «Газпром», ²РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проблема утилизации отходов бурения связана с невозможностью их безопасно размещать в окружающей среде. В зависимости от технологии бурения и применяемых химических реагентов, шламы бурения относят к 4 и 3 классу опасности. В условиях удаленности от основных технологических площадок, в труднодоступных регионах или морских платформах наиболее эффективным и менее затратным методом является консолидирование и отверждение отходов бурения.

Технология представляет собой разновидность сорбционного метода с применением консолидирующих агентов, таких как минеральные вяжущие (цемент) и полимерные материалы. В результате обработки нефтесодержащих шламов отверждающими составами образуется механически прочная структура, не позволяющая мигрировать загрязнителям. Такую отвержденную массу можно захоронить без нанесения ущерба окружающей среде. Выбранный для отверждающей композиции сорбент должен удовлетворять следующим требованиям: высокая сорбционная емкость, дешевизна, экологическая чистота, распространенность – этими свойствами обладают модифицированные формы торфа.

Исследования показали, что из минеральных вяжущих высокий обезвреживающий эффект обеспечивает портландцемент, в качестве ускорителя твердения – жидкое стекло. Исследования показали, что с увеличением времени твердения отмечается рост показателей консолидации обезвреживаемых масс и снижение вымываемости из них загрязнителей.

Количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения, при этом дозировка отвердителя, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40%. С ростом содержания твердой фазы в шламе уменьшается расход отвердителя.

Эксперименты проводили по разработанной нами методике. В шлам вводили расчетное количество компонентов отверждающего состава, перемешивали. Затем этой массой заполняли металлические формы.

Сформированные образцы выдерживали в течение суток на воздухе при комнатной температуре, после чего помещали в эксикатор, где они твердели определенное время (5, 7, 10, 14 суток). После выдержки образцов в течение определенного времени, определяли следующие показатели их водных вытяжек: вымываемость органических веществ (показатель ХПК), вымываемость нефтепродуктов, вымываемость растворенных минеральных солей, pH водной вытяжки.

В ходе исследований установлены общие закономерности и выявлены основные особенности процесса твердения, обусловленные природой отверждающего состава и количеством вводимого агента. Как закономерность следует отметить, что во всех случаях с увеличением времени твердения отмечается рост показателей консолидации обезвреживаемых масс и снижение вымываемости из них загрязнителей. Количество вводимого отвердителя оказывает существенное влияние на процесс твердения. При этом дозировка портландцемента, необходимая для получения консолидированной массы с требуемыми для практики свойствами, составляет не менее 40%. При такой дозировке время консолидации не превышает 7 суток. Одновременно с ростом количества вводимого отверждающего агента отмечается снижение вымываемости из консолидированной массы загрязнителей органической природы (показатель ХПК закономерно уменьшается).

**Секция 8. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ И МАРКЕТИНГ В
ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОЙ СПРАВОЧНО-ПОИСКОВОЙ
ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПО ХИМИЧЕСКИМ
РЕАГЕНТАМ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»**

И.М. Ганиев¹, Л.Р. Михайлова¹, А.И. Волошин¹,
В.В. Горбунов², Е.Ю. Невядовский²

¹ООО «РН-УфаНИПИнефть», 450078, г. Уфа, ул. Революционная, 96/2,
(347) 252-30-33, MikhaylovaLR@ufanipi.ru

²ОАО НК «Роснефть», 115054, г. Москва, ул. Дубининская, 31А, (499) 517-
71-77, доб. 5298.

На месторождениях ОАО «НК «Роснефть» для обеспечения процессов добычи, сбора, подготовки и транспортировки нефти широко применяются различные классы химических реагентов. В то же время, информация по применяющимся или ранее применявшимся на месторождениях Компании реагентам не упорядочена и мало систематизирована. Это приводит к тому, что имеющийся опыт применения реагентов учитывается в недостаточной степени, особенно если реагенты применялись в различных добывающих обществах. В целях упрощения поиска реагентов, осуществления более обоснованного выбора реагентов для различных условий применения в Компании осуществляется создание электронной справочно-поисковой информационной системы, содержащей информацию о применяемых реагентах. Предназначением данной информационной системы является сбор, хранение и использование информации по реагентам, применяемым в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти на нефтедобывающих предприятиях ОАО «НК «Роснефть».

В состав разрабатываемой электронной справочно-поисковой информационной системы входят следующие подсистемы:

1. подсистема обработки, учета и хранения сведений по основным классам реагентов;
2. подсистема обработки, учета и хранения информации об опыте применения реагентов и результатов их лабораторного исследования
3. подсистема обработки, учета и хранения сведений о геологических и/или технологических параметрах объектов, на которых применялись реагенты или для условий которых проводили лабораторные исследования;

4. аналитическая подсистема поиска реагентов для применения в заданных условиях.

Первые 3 подсистемы предназначены для ведения и хранения информации в базах данных информационной системы. Функции этих подсистем определяются вводом и редактированием данных, а также формированием различных отчетов.

Схема наполнения системы приведена на рисунке 1.

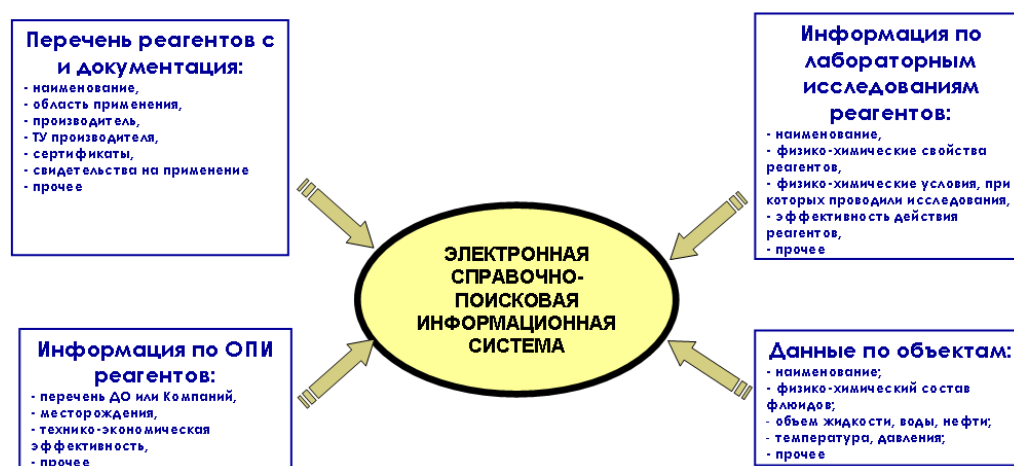


Рисунок 1 – Схема наполнения электронной справочно-поисковой информационной системы.

Все три подсистемы связаны между собой аналитической подсистемой поиска реагентов для применения в заданных условиях. Схема функционирования системы представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 - Схема функционирования электронной справочно-поисковой информационной системы.

С помощью данной информационной системы можно значительно упростить поиск эффективных и технологичных реагентов, осуществить экспресс-оценку их применимости, провести разработку технико-экономического обоснования по применению реагентов для конкретного объекта. Данная электронная справочно-поисковая информационная система рекомендуется для специалистов нефтедобывающих предприятий, которые задействованы в производственных процессах, связанных с использованием химических реагентов.

РЫНОК НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ В РОССИИ

А.Ш. Сейдов, Ю.В. Фомин, Н.С. Антоненко

Общество с ограниченной ответственностью «Эй Ти Консалтинг»,
г. Москва, 121359, г. Москва, ул. Маршала Тимошенко, 17– 1/95,
mail@atconsult.ru

Аналитики нашей компании обновили масштабное исследование рынка нефтепромысловых реагентов в Российской Федерации. Данное исследование отражает изменения на этом рынке за период 2009 - 2011 гг. Представлены детальные данные по российскому производству, импорту и экспорту реагентов, ценовой конъюнктуре, объему и потенциалу рынка, сырьевой составляющей.

В ходе работ были получены данные, свидетельствующие как о наличии конкурентной борьбы в продажах нефтепромысловых реагентов в отдельных регионах, так и отсутствие конкуренции в продажах по определенным группам реагентов.

В исследовании представлены такие главы: как

- Производство сырья для нефтепромысловых реагентов
- Предприятия, выпускающие нефтепромысловые реагенты
- Внешнеэкономические поставки
- Объем рынка нефтепромысловых реагентов
- Ценовой анализ
- Анализ конкурентной среды
- Основные проблемы, связанные с производством/
формуляцией нефтепромысловых реагентов
- Оценка перспектив рынка на среднесрочный период
и другое.

НЕОБХОДИМОСТЬ СОБЛЮДЕНИЯ ТЕРМИНОЛОГИИ И НОМЕНКЛАТУРЫ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

В.Н. Глущенко

Институт нефтегазовых технологий и новых материалов ГАНУ АН РБ
450075, г. Уфа, проспект Октября, 129/3,
тел. 8(347)244-79-09, Glushenko.vn@list.ru

Номенклатура химических соединений и смежных областей нефтяной промышленности является важнейшей частью профессионального языка химиков-нефтепромысловиков.

Анри Лавуазье еще в 1780г. писал: «Невозможность отделить номенклатуру науки от самой науки возникает потому, что каждая отрасль естествознания должна состоять из трех моментов: ряда фактов, которые являются предметом науки, идей, которые представляют эти факты и слова, которыми выражаются эти идеи... Так как мысли сохраняются и сообщаются с помощью слов, то неизбежно следует, что мы не можем улучшить язык любой науки без того, чтобы в тоже время не улучшить саму науку; с другой стороны, не можем мы также улучшать науку без улучшения языка или номенклатуры, которая относится к ней».

В 1787г. Комиссия Парижской Академии наук (Лавуазье, де Морво, Фуркруа и Бертолле) представили проект новой химической номенклатуры. Каждому химическому индивиду присваивалась определенное название, характеризующее его состав. Название, по мнению комиссии, должно быть удобопроизносимым и не противоречить духу языка.

Нефтепромысловая химия – прочно закрепившая свои позиции на стыке химии и нефтяной отрасли, не испытывает необходимость в создании соответственной номенклатуры. Вместе с тем её специалисты должны свободно владеть терминами обеих отраслей знаний. В этом плане на ряде примеров кратко рассмотрим рекомендуемые, тривиальные химические термины, а также ошибочные термины из обихода нефтепромысловой химии и нефтяной отрасли.

Номенклатура позволила систематизировать громадный фактический материал. Лавуазье в своем «Начальном курсе химии» составил первый список простых веществ, разделил вещества на металлы и неметаллы.

В 1919г. был создан Международный союз теоретической и практической химии (ИЮПАК). Сначала как стандартизация химической номенклатуры, терминологии, атомных весов и способов проведения химических испытаний, а также представления результатов, позже ИЮПАК стал заниматься и другими научными проблемами.

ИЮПАК издает журналы «Теоретическая и прикладная химия» и «Международная химия» на английском языке, а также труды конгрессов и конференций и информационные бюллетени, содержащие материалы текущей работы ИЮПАК, специальные монографии по химической и физико-химической номенклатуры: «Красная книга» (номенклатурные правила по неорганической химии), «Голубая книга» (номенклатура правила по органической химии), «Зеленая книга» (руководство по символам и терминологии для физико-химических единиц) и «Оранжевая книга» (номенклатура аналитической химии).

В 1979г. в СССР была издана книга по номенклатурным правилам ИЮПАК в двух томах с рекомендациями их использования в химической литературе с 1980г. [4].

Рекомендуемая и тривиальная номенклатура

Формула	Тривиальное название	Систематические название
^{32}S	Изотоп серы 32	Сера 32
Fe(III)	Ион Fe^{3+}	Fe^{3+} - железа (III) ион
SO_4^{2-}	Ион SO_4^{2-}	SO_4^{2-} -сульфат-ион
$-\text{OH}$	Карбонильная группа	Карбонил
	Гидроксил	Гидроксил
		(нейтральная
		Группа в спиртах)
OH^-	Ион гидроксила	Гидроксид-ион
CO_2	Оксид углерода	Диоксид углерода
CaO	Оксид кальция	Оксид кальция
H_2O_2	Перекись водорода	Пероксид водорода
FeCl_3	Хлористое железо	Хлорид железа (III)
K_2CO_3	Углекислый калий (поташ)	Карбонат калия (поташ)
Al(OH)_3	Гидроокись алюминия	Гидроксид алюминия
	Ион аммония	Аммоний-ион
$\text{C}_5\text{H}_6\text{N}^+$	Ион пиридиния	Пиридиний-ион
HCl	Хлористый водород	Хлороводород
	Хлористоводородная	Хлороводородная
	Кислота	кислота
H_3PO	Фосфорная кислота	Ортофосфорная
		кислота
$\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$	Сульфаминовая кислота	Сульфамидная кислота
$(\text{CH}_2\text{CH}_2)=\text{O}$	Оксид этилена	Этиленоксид
$\text{CO(NH}_2)_2$	Мочевина	Карбамид

Собственно из области нефтепромысловой химии
 Пласт, горная порода – трещиноватые, пористые
 Коллектор – трещинный, поровый
 Коллекторы, но не коллектора
 Толщина пласта, но не мощность пласта
 Межтрубное пространство, но не затрубное
 Промывочная жидкость, состав, но не буровой раствор
 Эмульсии: обратные, прямые, множественные
 В обратных эмульсиях – углеводородная среда и водная фаза
 В прямых эмульсиях – водная среда и углеводородная фаза
 Асфальтеносмолопарафиновые отложения, но не асфальтосмоло-
 парафиновые
 ПАВ: анионные, катионные, неионные
 Парафиновый тип, но не парафинистый
 Процесс глушения, глушение, но не операция глушения
 Межфазное и поверхностное натяжение на границе жидкость-
 жидкость и жидкость-газ
 Поверхностная энергия твердых тел
 Предпочтительнее говорить: ограничение водопритоков, а не
 изоляция водопритоков.
 Давление – МПа, а динамическая, эффективная вязкость в Па·с, но
 не сантипуазы.
 Гравиметрический метод, но не весовой
 Влияние на значения параметров, но не параметры
 Корректность литературных ссылок, особенно иностранных:
 Авторы, полное название, полное название источника, год, том,
 номер, страницы или общее количество страниц в книге.
 Следует соблюдать осторожность в использовании термина
 нанотехнологии.
 Добросовестность в заимствовании материалов других авторов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. - 1983. - т. 28. - №3 (Посвящен современным проблемам терминологии и номенклатуры в химии).
2. Кан Р.С. Химическая номенклатура. – М.: Химия, 1983.
3. Лидин Р.А. Основы номенклатуры неорганических веществ. – М.: Химия, 1983.
4. Номенклатурные правила ИЮПАК по химии в 2-х томах. – М.: ВИНТИ, 1979.
5. Список основных ключевых слов по химии и химической технологии. – М.: ВИНТИ, 1981.

ФАМИЛЬНЫЙ		УКАЗАТЕЛЬ	
А			
Абдрахманов И.Б.	24,27	Ефимов О.Д.	7
Айсин А.Е.	81	Ж	
Айманов Р.Д.	72	Журавлёва Н.М.	105
Андреева Ю.В.	72	З	
Антоненко Н.С.	115	Заворотный А.В.	41
Антонов С.В.	60	Злотский С.С.	91
Аркатов Д.А.	61	Зонтов Р.Е.	57
Б		И	
Байбулатова Н.З.	79	Иванова Л.В.	77
Бардин М.А.	60	К	
Булдакова А.М.	57	Казак М.В.	17
В		Казакова А.Н.	91
Ваннова С.Н.	57	Каюров О.Н.	72
Варенникова О.В.	104	Кириллова Л.Б.	61
Винокуров В.А.	54,60	Ключин И.Г.	12
Волков Н.Е.	107	Козлов А.Н.	14,30
Волошин А.И.	79,113	Козлова А.С.	38
Г		Костиков Ю.Ю.	99
Гаевой Е.Г.	63,88	Кошелев В.Н.	3
Ганиев И.М.	113	Краснов Д.В.	55
Гилязитдинов Т.Д.	17	Кузнецов А.В.	72
Гладий Е.А.	108	Куликов А.Н.	41
Горбунов В.В.	113	Кунакова А.М.	86
Глущенко В.Н.	116	Л	
Господарев Д.А.	92	Лазарев В.И.	65,67
Громова Я. С.	75	Латыпова Д.Р.	79
Губанов В.Б.	6	Лебедев В.А.	50
Д		Левашова В.И.	56
Давлетшина, Л.Ф.	36,83	Леушин И.Л.	7
Давлетов З.Р.	58	Лыков О.П.	65,67
Давыдкина Л.Е.	20		
Даминов А.А.	24,27	Лысенков А.В.	38
Денисова А.В.	70	Людвиницкая А.Р.	22
Дмитриева Е.К.	72	М	
Докичев В.А.	79	Магадова Л.А.	6,13,14,30,3 2,34,36,50,5 8,59,83,88,9 5,104,107
Е		Магадов В.Р.	59
Елисеев Д.Ю.	36,41,50	Мазлова Е.А.	111
Ефанова О.Ю.	83		
Ефимов М.Н.	14,30		
Ефимов Н.Н.	6,13,14,30,34		

Макаревич А.В.	17,92	Собанова О.Б.	55
Максютин А.А.	48	Спасенков А.М.	65,67
Малкин Д.Н.	59	Суслова А.А.	15
Меньшикова И.А.	111	Суфьянов И.Т.	20
Миллер В.К.	77	Т	
Минибаев В.В.	96	Тараканов Г.В.	68
Михайлова Л.Р.	113	Телин А.Г.	79
Михайлова Н.Н.	91	Тимохин Д.Ю.	81
Молчанов А.А.	48	Толстых Л.И.	65,67
Мудрик Т.П.	56	Томилов Ю.В.	79
Мурзатаева М.К.	36	Трофимова М.В.	32
Мустафин А.А.	24,27	У	
Мухин М.М.	32	Углова Е.С.	81
Н		Учаев А.Я.	102
Насыбуллина А.Ш.	75	Ф	
Наумова Л.В.	90	Фаткуллин А.А.	20
Нескин В.А.	6	Федорова И.Л.	55
Низова С.А.	95	Флягина А.А.	90
Низамов Н.Ф.	68	Фомин Ю.В.	115
Нискулов Е.К.	15,60	Фомичев А.А.	55
Невядовский Е.Ю.	113	Х	
Нуриев Д.В.	63	Харисов Р.Я.	79
П		Хлебников В.Н.	15,60
Пантелеева А.Р.	72,108	Хузина Г.С.	63,104,105, 107, 109
Пахомов М.Д.	32,58	Хусаинов Р.Р.	48
Поборцев М.В.	41	Хуснитдинов К.Р.	24,27
Подзорова М.С.	63,104,105, 106	Хуснитдинов Р.Н.	24,27
Пивсаева Е.В.	75	Ч	
Пивоварова Н.А.	61	Чепикова М.В.	95
Пирогов Н.В.	56	Чернова К.В.	22
Пичугин Д.А.	68	Черыгова М.А.	34
Потешкина К.А.	83	Чирина Л.А.	88
Попова О.В.	15	Чистяков С.В.	99
Пушнова Г.М.	17	Чудиевич Д.А.	68
Р		Ш	
Рагулин В.В.	79	Шангараева Л.А.	86
Рязанов А.А.	12	Шипигузов Л.М.	99
С		Шидгинов З.А.	13,14
Савина И. В.	68	Шувалов С.А.	54
Сейдов А.Ш.	115	Я	
Силин М.А.	6,13,30,34,41 95,102,104	Якубов Р.Н	38
		Якупов И.Ю.	75

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
1. В.Н.Кошелев СТАНОВЛЕНИЕ И РАЗВИТИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ И НАУЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА КАФЕДРЕ ОРГАНИЧЕСКОЙ ХИМИИ И ХИМИИ НЕФТИ	3
<u>Секция 1.</u> РЕАГЕНТЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ, ЗАКАНЧИВАНИЯ И РЕМОНТА СКВАЖИН	6
2. Л.А. Магадова, Н.Н.Ефимов, В.А. Нескин, В.Б. Губанов РАЗРАБОТКА ПОЛИМЕРНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ ГАЗА	6
3. О.Д. Ефимов, И.Л. Леушин ОПЫТ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ КОМПАНИИ «СИНЕРГИЯ ТЕХНОЛОГИЙ» (ГК «ХИМПРОМ») ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РЕМОНТА СКВАЖИН НА ОРЕНБУРГСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	7
4. И.Г. Ключин, А.А. Рязанов САТУРИРОВАННЫЕ РАСТВОРЫ ГЛУШЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННЫХ ОТКАЗОВ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ	12
5. Л.А. Магадова, Н.Н.Ефимов, З.А. Шидгинов ЭМУЛЬСИОННЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ РАСТВОР НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ ДЛЯ РЕМОНТНО- ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ	13
6. Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, А.Н. Козлов, З.А. Шидгинов, М.Н. Ефимов ТЕХНОЛОГИЯ ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИТОКА ВОДЫ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ СПЕЦИАЛЬНОГО ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА «ВМЦ»	14
7. Е.К. Нискулов, О.В. Попова, А.А. Сусллова, В.Н. Хлебников ВЛИЯНИЕ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК НА ХАРАКТЕРИСТИКИ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	15

<u>Секция 2.</u>	РЕАГЕНТЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ В ПРОЦЕССАХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ, ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ	14
8.	А.В.Макаревич, Г.М. Пушнова, Т.Д. Гилязитдинов, М.В. Казак МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ ВОДНЫХ ДИСПЕРСИЙ НЕФТЕШЛАМОВ	17
9.	А.А. Фаткуллин, Л.Е. Давыдкина, И.Т. Суфьянов РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ПОДБОРУ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ И ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ	20
10.	А.Р. Людвиницкая, К.В. Чернова ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ АРМИРОВАННЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ПОДАЧИ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ	22
11.	Р.Н. Хуснитдинов, А.А. Даминов, К.Р. Хуснитдинов, И.Б. Абдрахманов, А.А. Мустафин НЕТИПИЧНАЯ КАРТИНА ФИЛЬТРАЦИИ ЖИДКОСТИ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ ПЛАСТА ПК-1 СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	24
12.	Р.Н. Хуснитдинов, А.А. Даминов, К.Р. Хуснитдинов, И.Б. Абдрахманов, А.А. Мустафин РАЗРАБОТКА НОВЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ И ПРОМЫШЛЕННОЕ ИХ ВНЕДРЕНИЕ	27
13.	Н.Н.Ефимов, М.А. Силин, Л.А. Магадова, М.Н.Ефимов, А.Н.Козлов ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ СЕЛЕКТИВНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ И КАЗАХСТАНА	30
14.	Л.А. Магадова, М.Д. Пахомов, М.М. Мухин ИНТЕНСИФИЦИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ЭФИРОВ КАРБОНОВЫХ КИСЛОТ	32

15. Л.А. Магадова, Н.Н. Ефимов, М.А. Черыгова 34
**ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА С
ОДНОВРЕМЕННОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИЕЙ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ЖИДКОСТЯМИ НА
УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ**

16. Л.А.Магадова,Л.Ф.Давлетшина,О.Ю.Ефанова,М.К.Мурзатаева 36
**РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ ПОЭТАПНОЙ
ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ПЗП НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИН ПАВ-КИСЛОТНЫМ СОСТАВОМ С
ПОМОЩЬЮ ГТ**

17. Р.Н. Якубов, А.С. Козлова, А.В. Лысенков 38
**ОЦЕНКА ОСАДКО-ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ
СПОСОБНОСТИ ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ
РЕАКОМ**

18. М.А. Силин, Д.Ю. Елисеев, А.Н. Куликов, А.В. Заворотный, 41
М.В.Поборцев
**ПУТИ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ФИЗИКО-
ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ С ЦЕЛЬЮ
ПОВЫШЕНИЯ ИХ НЕФТЕОТДАЧИ**

19. Р.Р. Хусаинов, А.А. Молчанов, А.А. Максютин 48
**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИИ**

20. Д.Ю. Елисеев, В.А. Лебедев, Л.А. Магадова 50
**МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОБРАБОТКИ
ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ
МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
НА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

21. С.А. Шувалов, В.А. Винокуров 54
**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАДИАЦИОННОГО ОБЛУЧЕНИЯ
ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕГО АГЕНТА НА
ОСНОВЕ НАНОЧАСТИЦ ПОЛИАКРИЛАМИДА**

22.	О.Б. Собанова, И.Л. Федорова, Д.В. Краснов, А.А. Фомичев ТЕХНОЛОГИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ	55
23.	Т.П. Мудрик, Н.В. Пирогов, В.И. Левашова АЗОТСОДЕРЖАЩИЕ РЕАГЕНТЫ, СТИМУЛИРУЮЩИЕ ДОБЫЧУ НЕФТИ	56
24.	Р.Е. Зонтов, А.М. Булдакова, С.Н. Ваннова ПРИМЕНЕНИЕ НОВОГО РАЗГЛИНИЗУЮЩЕГО СОСТАВА НА СКВАЖИНАХ АСТРАХАНСКОГО ГКМ	57
25.	Л.А. Магадова, М.Д. Пахомов, З.Р. Давлетов ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ ДЛЯ ОБРАБОТОК ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ХЛОРИТОВОГО ЦЕМЕНТА	58
26.	Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин КОМПЛЕКС РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ГРП НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ «В ПОТОК»	59
27.	С.В. Антонов, М.А.Бардин, Е.К.Нискулов, В.Н.Хлебников, В.А. Винокуров ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИКАРБОНАТА НАТРИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОВОГО МЕТОДА ДОБЫЧИ НЕФТИ	60
	<u>Секция 3.</u> ПРИМЕНЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ	61
28.	Д.А. Аркатов, Н.А. Пивоварова, Л.Б. Кириллова УЛУЧШЕНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ СВОЙСТВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИСАДОК И ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ	61
29.	Е.Г. Гаевой, М.С. Подзорова, Д.В. Нуриев, Г.С. Хузина ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА АГРЕГИРОВАНИЯ АСФАЛЬТЕНОВ ПРИ СМЕШЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ШЕБЕЛИНСКОЙ ГФУ	63

- | | | |
|---|--|----|
| 30. | О.П. Лыков, Л.И. Толстых, А.М. Спасенков, В.И. Лазарев
ОЧИСТКА АЛКАНОЛАМИНОВЫХ РАСТВОРОВ ОТ
ПЕНООБРАЗУЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ЖИДКОСТНОЙ
ЭКСТРАКЦИЕЙ | 65 |
| 31. | О.П. Лыков, Л.И. Толстых, А.М. Спасенков, В.И. Лазарев
УМЕНЬШЕНИЕ ВСПЕНИВАЕМОСТИ
АЛКАНОЛАМИНОВЫХ РАСТВОРОВ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКСТРАГЕНТОВ | 67 |
| 32. | Д.А. Чудиевич, Н.Ф. Низамов, Д.А. Пичугин, Г.В. Тараканов,
И. В. Савина
КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ В
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ» | 68 |
| <u>Секция 4.</u> РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ
ЗАЩИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ИНГИБИТОРОВ
КОРРОЗИИ, СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ И
ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЯНОГО И
ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ | | 70 |
| 33. | А.В. Денисова
ПОДБОР РЕАГЕНТОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
ГАЛИТА С ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА
СКВАЖИНАХ ВЕРХНЕЧОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ | 70 |
| 34. | Ю.В. Андреева, А.Р. Пантелеева, Е.К. Дмитриева, А.В.
Кузнецов, Р.Д. Айманов, О.Н. Каюров
НАПОР-1012 – НОВЫЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ
ИНГИБИТОР КОРРОЗИИ – БАКТЕРИЦИД | 72 |
| 35. | А.Ш. Насыбуллина, Е.В. Пивсаева, И.Ю. Якупов, Я. С. Громова
ИССЛЕДОВАНИЕ МОЮЩЕЙ, ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ И
СМАЧИВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ИНГИБИТОРА
ПАРАФИНООТЛОЖЕНИЙ СНПХ-7941М.
РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ
СНПХ-7941М ДЛЯ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ОТ АСПО | 75 |
| 36. | Л.В. Иванова, В.К. Миллер
ТЕРМОХИМИЧЕСКОЕ УДАЛЕНИЯ АСПО ВОДНЫМИ
РАСТВОРАМИ ПАВ | 77 |
| 37. | В.А. Докичев, А.И. Волошин, В.В. Рагулин, Р.Я. Харисов, | 79 |

	Н.З. Байбулатова, Д.Р. Латыпова, Ю.В. Томилов, А.Г. Телин	
	ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА И ИНГИБИРОВАНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ	
38.	Д.Ю. Тимохин, А.Е. Айсин, Е.С. Углова РИСКИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ПОСЛЕ ХРАНЕНИЯ ПАРТИЙ В ТЕЧЕНИЕ НЕСКОЛЬКИХ ЛЕТ	81
39.	Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю. Ефанова, К.А. Потешкина ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДА КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ ГИБКИХ ТРУБ ПРИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ	83
40.	Л.А. Шангараева, А.М. Кунакова МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ СУЛЬФАТА БАРИЯ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ С УЧАСТИЕМ АКТИВНЫХ ОРГАНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ НЕФТИ	86
41.	Л.А. Магадова, Л.А. Чирина ИССЛЕДОВАНИЕ ИНГИБИТОРА СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ НА ПРЕДМЕТ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРИГОТОВЛЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТИ ГРП	88
42.	Л.В. Наумова, А.А. Флягина ИСПЫТАНИЯ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ МАРКИ ОПТИМА-017 НА ОБЪЕКТАХ ТНК-ВР	90
43.	А.Н. Казакова, Н.Н. Михайлова, С.С. Злотский ИНГИБИТОРЫ КОРРОЗИИ НА ОСНОВЕ ЗАМЕЩЕННЫХ ГЕМ.-ДИХЛОРЦИКЛОПРОПАНОВ	91
		92
	<u>Секция 5.</u> ПРИМЕНЕНИЕ ВОДОРАСТВОРИМЫХ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ В ПРОЦЕССАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
44.	Д.А. Господарев, А.В. Макаревич	92

**ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИЕ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ
СОПОЛИМЕРОВ АКРИЛАМИДА И АЦЕТАТА ХРОМА
ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ В
СКВАЖИНАХ**

45. М.А. Силин, Л.А. Магадова, С.А. Низова, М.В. Чепикова 95
**О МЕХАНИЗМЕ ОБРАЗОВАНИЯ КОМПОЗИЦИОННЫХ
РЕАГЕНТОВ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ЭМУЛЬСИЙ С
НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ НЕФТИ**
46. В.В. Минибаев 96
**БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ
МОНОМЕРОВ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА АКРИЛОВЫХ
ПОЛИМЕРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ТЕХНОЛОГИЯХ
ДОБЫЧИ НЕФТИ**
- Секция 6. ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫЕ ВЕЩЕСТВА В 99
НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
46. С.В. Чистяков, Ю.Ю. Костаков, Л.М. Шипигузов 99
**ВНЕДРЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ РОССИЙСКОГО
ПРОИЗВОДСТВА НА РЫНКАХ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ
ХИМИИ БЛИЖНЕГО И ДАЛЬНЕГО ЗАРУБЕЖЬЯ**
47. М.А. Силин, А.Я. Учаев 102
**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ГИДРОФИЛЬНО-
ЛИПОФИЛЬНОГО БАЛАНСА ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ ШЛАМОВОЙ
ЭМУЛЬСИИ (ХОЛМОГОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ
ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ»)**
48. Л.А. Магадова, М.С. Подзорова, Г.С. Хузина, О.В. Варенникова 104
**ПОДБОР КОМПЛЕКСНЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ НА
ОБЪЕКТАХ СЕВЕРНОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЦПНГ-1 ОАО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**
49. М.А. Силин, М.С. Подзорова, Н.М. Журавлёва, Г.С. Хузина 105
**ЗАВИСИМОСТЬ СОЛЮБИЛИЗИРУЮЩИХ СВОЙСТВ
ПАВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ВО ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ
СИСТЕМЕ СБОРА И ПОДГОТОВКИ СКВАЖИННОЙ
ПРОДУКЦИИ, ОТ ЧИСЛА
ОТНОСИТЕЛЬНОЙ РАСТВОРИМОСТИ (RSN)**

50.	Л.А. Магадова, Г.С. Хузина, Н.Е. Волков РАЗРАБОТКА ДЕЭМУЛЬГИРУЮЩЕГО СОСТАВА ДЛЯ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ»	107
51.	А.Р.Пантелеева, Е.А. Гладий РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРА РЕАПОН-ИК 2М ДЛЯ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ И ПОДГОТОВКИ ТОВАРНОЙ НЕФТИ	108
52.	М.А. Силин, Г.С. Хузина, М.С. Подзорова РАЗРАБОТКА КОМПОЗИЦИЙ ПАВ С ЦЕЛЬЮ СОЗДАНИЯ МИКРОЭМУЛЬСИЙ В ПЛАСТАХ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ	109
<u>Секция 7.</u> ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРОИЗВОДСТВА И ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ		111
53.	И.А. Меньшикова, Е.А. Мазлова РАЗРАБОТКА СОСТАВОВ ДЛЯ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ	111
<u>Секция 8.</u> ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ И МАРКЕТИНГ В ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ		112
54.	И.М. Ганиев, Л.Р. Михайлова, А.И. Волошин, В.В. Горбунов, Е.Ю. Невядовский РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННОЙ СПРАВОЧНО- ПОИСКОВОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПО ХИМИЧЕСКИМ РЕАГЕНТАМ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕКТОВ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»	112
55.	А.Ш. Сейдов, Ю.В. Фомин, Н.С. Антоненко РЫНОК НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ В РОССИИ	115
56.	В.Н. Глущенко НЕОБХОДИМОСТЬ СОБЛЮДЕНИЯ ТЕРМИНОЛОГИИ	116

НОМЕНКЛАТУРЫ В НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

Фамильный указатель	116
Оглавление	118