

На правах рукописи

ЛИПЧИНСКИЙ КОНСТАНТИН НИКОЛАЕВИЧ

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ
МОДИФИЦИРОВАННЫХ КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ
И ИХ ФИЛЬТРАЦИЯ В ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОДАХ
(ПЛАСТ ЮС₂)**

02.00.04 – физическая химия

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата химических наук**

Тюмень – 2010

Работа выполнена в ГОУ ВПО «Тюменский государственный университет» на кафедре неорганической и физической химии и Тюменском отделении «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

Научный руководитель: доктор химических наук, профессор
Андреев Олег Валерьевич

Официальные оппоненты: доктор химических наук, профессор
Жихарева Ирина Георгиевна

кандидат химических наук
Абдрахманов Эльдар Салимчанович

Ведущая организация: Институт химии твердого тела
УрО РАН, г. Екатеринбург.

Защита диссертации состоится «04» июня 2010 г. в 16 часов 00 минут на заседании диссертационного совета ДМ 212.274.11 при ГОУ ВПО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ГОУ ВПО «Тюменский государственный университет».

Автореферат разослан «30» апреля 2010 г.

Учёный секретарь
диссертационного совета
кандидат химических наук

Ларина Н.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Истощение нефтяных месторождений Западной Сибири требует промышленного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти к которым относится повсеместно нефтенасыщенный пласт ЮС₂ тюменской свиты с оцениваемыми геологическими запасами нефти от 3 до 4,5 млрд. тонн [1]. Пласт ЮС₂ не относится к высокорентабельным объектам для разработки и характеризуется низкими дебитами скважин, что определяется особенностями его геологического строения. Состав терригенной породы пласта ЮС₂ представлен пороодообразующими минералами, составляющими в среднем 66% от общей массы породы, сцепленных между собой минералами цемента – 30 % от общей массы породы и др. минералами 4%.

Для повышения притока добываемой нефти используют технологии кислотных обработок призабойной зоны пласта. У применяемых базовых составов кислотных воздействий имеется ряд недостатков, препятствующих получению высокой эффективности на низкопродуктивных залежах терригенных пород пласта ЮС₂: повышенная скорость химического взаимодействия кислот с породой при пластовых температурах (от 80 °С и выше), вызывающая потерю кислотности раствора вблизи от стенки скважины; осадкообразование из продуктов реакции кислотного раствора с минералами породы коллектора.

Наиболее эффективным результатом применения кислотных растворов для обработки призабойной зоны пласта является создание системы каналов фильтрации, увеличивающих проницаемость породы для пластовых флюидов. Имеется опыт создания каналов-червоточин в карбонатных породах. Нет данных о создании каналов фильтрации в терригенных породах-коллекторах с высоким содержанием глинистого цемента до 30 и более процентов.

Перспективными модификаторами кислотных растворов являются органические растворители – спирты и эфиры. В пластовых условиях давлений и температур свойства добавляемых новых компонентов спиртов и эфиров, а также создаваемых кислотных растворов мало изучены.

Отсутствие данных по физико-химическим основам создания кислотных растворов использование которых приводит к образованию сквозных каналов в терригенных породах пласта ЮС₂ определяет актуальность настоящей работы.

Цель работы состоит в установлении физико-химических характеристик компонентов и модифицированных кислотных растворов, кинетике их взаимодействия с терригенной породой пласта ЮС₂, в определении количественных характеристик фильтрации кислотных растворов через составные колонки кернов пласта ЮС₂ в термобарических условиях залегания пласта, в промысловом испытании разработанных кислотных растворов.

Задачи исследования:

1. Определить направление изменения рецептур кислотных растворов. Измерить значения плотности спиртов и эфиров при $P = 0,1$ МПа в стандартных и пластовых значениях температур, а также определить значения их динамической вязкости в интервале 20-85 °С при $P_{пл} = 27$ МПа. Для разрабатываемых кислотных

растворов определить плотность, динамическую вязкость, межфазное натяжение с пластовой нефтью.

2. Установить кинетические закономерности растворения образцов терригенных пород пласта ЮС₂ насыщенных моделью пластовой воды ($C_{\text{NaCl}} = 18$ г/л) и моделью нефти (керосином, с остаточной водой в порах) в базовых и модифицированных кислотных растворах. Экспериментальные зависимости аппроксимировать, используя уравнение химической кинетики Авраами-Колмогорова-Ерофеева и поправку Саковича.

3. Провести фильтрационные испытания базовых и модифицированных кислотных растворов содержащих спирты и эфиры на составных колонках из образцов керна в термобарических условиях залегания пласта. Установить значения проницаемости горной породы для модельной нефти до и после кислотной обработки керна материала. Установить зависимость между свойствами кислотных растворов и объемами их закачки до образования сквозных каналов.

4. Определить изменения минерального состава терригенной породы по фронту образования сквозных каналов фильтрации. Высказать предположения о процессах вызывающих образование сквозных каналов (червоточин).

5. Разработать новые кислотные составы и технологию их применения при воздействии на призабойную зону пласта ЮС₂. Провести промысловые испытания на опытных участках нефтяных месторождений.

Научная новизна выполненных исследований заключается в том, что впервые:

1. Определены физико-химические характеристики компонентов модифицированных кислотных растворов в условиях залегания терригенных пород пласта ЮС₂ ($P_{\text{пл}} = 27$ МПа, $t_{\text{пл}} = 82$ °С, $t_{\text{пл}} = 85$ °С). Установлены значения плотности, динамической вязкости спиртов (изопропилового, изобутилового, н-бутилового, диэтиленгликоля), эфиров (метицеллозольв, бутилцеллозольв), пластовой нефти Федоровского месторождения (пласт ЮС₂) в интервале температур 20 – 85 °С. Значения аппроксимированы полиномами второй степени. Для базовых и разработанных кислотных растворов установлены закономерности изменения значений плотности, динамической вязкости, межфазного натяжения с пластовой нефтью Федоровского месторождения пласт ЮС₂. Выявлена тенденция понижения значений характеристик кислотных растворов с уменьшением масс молей спиртов, эфиров в ряду н-спирт-изо-спирт.

2. Кинетические зависимости убыли массы образцов терригенных пород, находящихся в базовых и модифицированных кислотных растворах, аппроксимированы уравнением Авраами-Колмогорова-Ерофеева с использованием поправки Саковича. Константы растворения кернов терригенных пород в модифицированных кислотных растворах в 1,4 раза больше, чем в базовых. В процессе фильтрации через керна модели в пластовых условиях ($P_{\text{пл}} = 27$ МПа, $P_{\text{гор}} = 49$ МПа, $t_{\text{пл}} = 82$ °С) модифицированные кислотные растворы преимущественно взаимодействуют с глинистыми минералами и снижают их содержание в зонах фильтрации реагентов от 3.6 до 5.5 раз, что приводит к растворению частиц глинистых минералов размером 1-38 мкм, разрушению

структуры породы и высвобождению частиц породообразующих минералов размером 5-143 мкм. Снижение массовой доли минералов глинистого цемента в среднем составляет для хлорита - 100 %, каолинита - 91 %, гидрослюды - 78 %;

3. Определены характеристики фильтрации кислотных растворов в колонках кернов пласта ЮС₂ в условиях залегания ($P_{пл} = 27$ МПа, $P_{гор} = 49$ МПа, $t_{пл} = 82^{\circ}\text{C}$). Взаимодействие модифицированных кислотных растворов с терригенной породой приводит к повышению проницаемости модели пласта для нефти от 0,002-0,007 мкм² до 4-60 мкм² (>1000 раз). С понижением значений характеристик кислотных растворов - межфазного натяжения с пластовой нефтью, динамической вязкостью, плотностью уменьшается закачиваемый объем раствора (по отношению к объему пор породы-коллектора) до образования сквозных каналов, проявляется тенденция понижения максимального градиента давлений на торцах керновой модели пласта. Обработка кернов базовыми растворами кислот приводит к снижению проницаемости горной породы в 2-4 раза.

Практическая значимость.

Разработаны новые композиции, содержащие кислоты $C_{(HCl)} = 16$ мас. %, $C_{(HF)} = 3$ мас. %, спирты или эфиры $C = 20$ мас. %, поверхностно-активные вещества $C = 3$ мас. %, остальное H₂O, для воздействия на терригенную породу низкопродуктивных залежей нефти тюменской свиты (пласт ЮС₂), позволяющие за счет кислотной обработки призабойной зоны пласта многократно повысить приемистость нагнетательных и приток добывающих скважин.

Разработана и утверждена для практического использования на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» временная инструкция на проведение работ по применению технологии кислотной обработки призабойной зоны пласта.

Внедрение результатов работы. Проведены опытно-промысловые испытания кислотного состава технологии ГКО+ПАВ+ОР (ГКО-смесь соляной и плавиковой кислот, ПАВ – Неонол БС-1, ОР – органический растворитель) при воздействии на призабойную зону пласта ЮС₂ Восточно-Сургутского и Русскинского месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», что подтверждено актом проведения обработок и их результатами.

На защиту выносятся:

1. Физико-химические основы использования органического растворителя в качестве составной части кислотного раствора: значения плотности спиртов и эфиров при 82 °С и 85 °С; динамическая вязкость спиртов и эфиров в интервале температур 20-85 °С при $P_{пл} = 27$ МПа; межфазное натяжение на границе водной фазы с модельной нефтью и разработанным кислотным раствором с модельной нефтью.

2. Кинетические зависимости убыли массы образцов терригенных пород, находящихся в базовых и модифицированных кислотных растворах. Аппроксимация кинетических зависимостей уравнением Аврами-Колмогорова-Ерофеева ($\alpha = 1 - \exp(-k\tau^n)$) с использованием поправки Саковича ($K = n \times k^{1/n}$).

3. Изменение минерального состава породы по фронту образования сквозных каналов при фильтрации модифицированных кислотных растворов через керновые модели в термобарических условиях залегания пласта ЮС₂. Химичес-

кие взаимодействия разработанных кислотных растворов с глинистыми и породообразующими минералами терригенной породы.

4. Результаты фильтрации разработанных кислотных растворов и базовых на составных колонках из образцов кернов в термобарических условиях залегания терригенных пород ($P_{пл} = 27$ МПа, $P_{гор} = 49$ МПа, $t = 82^{\circ}\text{C}$).

5. Опытнo-промысловые испытания разработанных кислотных растворов при воздействии на терригенную породу призабойной зоны пласта ЮС₂.

Достоверность результатов.

Проведенные исследования выполнены на современном метрологически аттестованном оборудовании, количество параллельных измерений в каждом эксперименте составляло от 2 до 6 раз. Результаты проведенных опытных работ обрабатывались методами математической статистики. Математическая аппроксимация полученных данных проведена с коэффициентом корреляции не ниже 0,95-0,98.

Апробация работы. Основные положения диссертационной работы докладывались на V Международном технологическом симпозиуме «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи» (РАГС ИНГБ, г. Москва, 2006 г.); Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» (ТюмГНГУ, г. Тюмень, 2007 г.); VI Международном технологическом симпозиуме «Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи» (РАГС ИНГБ, г. Москва, 2007 г.); VII конференции молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности, связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ЮНИИИТ, г. Ханты-Мансийск, 2007 г.); VIII конференции молодых специалистов организаций, осуществляющих виды деятельности связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (ЮНИИИТ, г. Ханты-Мансийск, 2008 г.).

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 9 печатных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 172 страницах, включая 27 рисунков, 25 таблиц и 42 листа приложений. Список литературы насчитывает 132 наименования.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность диссертационной работы, определены цели и задачи исследований.

В первой главе представлен обзор научно-технической литературы. Представлены составы и характеристики базовых кислотных растворов, применяемые для кислотных обработок призабойной зоны пласта, процессы фильтрации растворов кислот в карбонатных породах. Исходя из общих представлений взаимодействия кислотных растворов с минералами горной породы, сформулированы возможные пути изменения рецептуры кислотных

растворов, что требует изучения физико-химических основ создания растворов и их испытания на моделях пласта ЮС₂ в термобарических условиях его залегания.

Вторая глава посвящена описанию методик проведения лабораторных экспериментов. Представлены методики: подготовки образцов горной породы, отбор и экстрагирование керна перед определением фильтрационно-емкостных свойств; выполнения измерений коэффициентов абсолютной газовой проницаемости и открытой пористости образцов керна (пермеаметр-порозиметр AP-608); выполнения измерений коэффициентов водоудерживающей способности образцов керна центрифугированием (ультрацентрифуга Beckman); выполнения измерений констант скорости убыли массы образцов керна в кислотных растворах.

Содержит описание последовательности проведения фильтрационных испытаний кислотных растворов на составных колонках из образцов керна согласно методике выполнения измерений (МВИ 11-11-2003, ОСТ 39-235-89) коэффициентов проницаемости моделей пласта, подвергшихся кислотной обработке на фильтрационной системе ACRS-831Z. Система состоит из отдельных модулей, включающих: компьютерный модуль управления системой; блок аккумуляторов-накопителей для жидкостей; многофункциональный кернодержатель с гидростатической нагрузкой до 68,9 МПа; блок управления обратного давления ТВРР для регулирования порового давления до 41,4 МПа; разъемная печь с вентиляцией (нагрев системы до 150 °С); безимпульсная насосная система (стандартный насос Quizix QX-6000) для закачки флюидов. Лабораторный комплекс оснащен высокоточными кварцевыми линейными датчиками (точностью до 0.01 % от измеряемой величины), которые используются на входе и выходе из кернодержателя. Методики проведения физико-химического анализа компонентов испытуемых растворов кислотных композиций и продуктов их взаимодействия с минералами горной породы пласта включают: определение плотности компонентов и кислотных растворов (плотномер DE40); определение динамической вязкости компонентов и кислотных растворов (ротационный вискозиметр НРНТ 5550); выполнение измерений межфазного натяжения несмешивающихся жидкостей на границе раздела систем нефть-вода и нефть-кислотный раствор (тензиометр IFT-820-P); выполнение измерений соотношения минералов в образцах керна с помощью рентгенофазового анализа (дифрактометр Дрон-6); проведение съемки микрофотографий сколов образцов породы растровой электронной микроскопией керна (микроскоп Topcon SM-150).

В третьей главе представлены результаты изучения физико-химических основ создания модифицированных кислотных растворов, определения количественных характеристик фильтрации базовых и модифицированных кислотных растворов через составные колонки терригенной породы пласта ЮС₂.

Содержание в терригенных породах глинистых минералов на уровне 30 % (табл.4) определяет преимущественные гидрофильные свойства терригенных коллекторов пласта ЮС₂ и связывание молекул воды с глинистыми породами химическими и вандервальсовыми связями. Закачиваемые кислотные растворы контактируют в поровом пространстве как с углеводородными глобулами нефти так и с минерализованной пластовой водой (минерализация водной фазы пласта ЮС₂

составляет 18 г/л). Высказано предположение о том, что закачка базовых кислотных растворов (HCl 24 мас. %, HF 3 мас. %, nПAB 3 мас.%, H₂O 70 мас. %) приводит к их смешиванию с пластовой водой и образованию несмешиваемых систем с углеводородной фазой. Предположение основано на значениях межфазных натяжений на границе раздела фаз системы пластовая вода-нефть составляющее 42,3 мН/м и нефть-базовый кислотный раствор 27,3 мН/м (Табл.3). Внешние усилия при закачке базовых кислотных растворов в пласт вызывают продавливание пластовых фаз в поровом пространстве до образования водных преград в местах сужения пор преимущественно гидрофильных коллекторов.

Наиболее эффективным результатом применения кислотных растворов является образование сквозных каналов фильтрации, которые обеспечивают повышенный приток флюидов. Имеется систематизация видов сквозных каналов (червоточин) в карбонатных породах по числу Дамкелера. Данных по образованию сквозных каналов в терригенных породах и, в частности, в породах-коллекторах пласта ЮС₂, до выполнения настоящей работы не обнаружено.

Сформулированы требования, которым должны удовлетворять модифицированные кислотные растворы при их применении в пластовых условиях (температур и давлений) для возможного образования сквозных каналов: кислотные растворы должны понижать межфазное натяжение на границе раздела фаз системы кислотный раствор-флюид; динамическая вязкость и плотность кислотных растворов должна быть меньше плотности и динамической вязкости флюида; концентрация кислот в модифицированных растворах должна быть понижена для уменьшения интенсивности взаимодействия кислоты с минералами породы вблизи от стенок скважины.

В качестве модификаторов кислотных растворов выбраны спирты и эфиры: изопропиловый спирт (ИПС); нормальный бутиловый спирт (НБС); изобутиловый спирт (ИБС); диэтиленгликоль (ДЭГ); метилцеллозольв (МЦ); бутилцеллозольв (БЦ). Перечисленные вещества являются товарными продуктами и могут быть приобретены в необходимых количествах.

Физико-химические характеристики соединений в стандартных условиях удовлетворяют требованиям к модификаторам кислотных растворов. Спирты и эфиры имеют более низкие плотности и динамические вязкости, чем пластовый флюид (углеводородная фаза). Спирты, имеющие в составе функциональные группы –ОН, растворяясь в водной и углеводородной фазах, понижают межфазное натяжение на границе раздела фаз. Изопропиловый, изобутиловый, нормальный бутиловый спирты имеют невысокие массы молей (табл.1).

В пластовых условиях кислотные растворы постоянно контактируют с углеводородной фазой. Экстракция компонентов растворов, спиртов и эфиров в углеводородную фазу вызовет изменение свойств кислотных растворов. В водной фазе концентрируется большинство низкомолекулярных спиртов и диэтиленгликоль, метилцеллозольв, бутилцеллозольв [2]. В гомологическом ряду спиртов и эфиров (табл.1) проявляется тенденция увеличения растворимости в углеводородной фазе с увеличением молекулярной массы [2].

Таблица 1

Плотность и динамическая вязкость спиртов, эфиров и пластовой нефти в интервале температур 20-85 °С и давлении $P = 27$ МПа

Наименование	М, г/моль	lg $K_{(ОФ/ВФ)}$, [2]	Плотность, г/см ³ при температуре, °С и давлении, МПа			Динамическая вязкость, мПа·с при температуре, °С и давлении, МПа						
			0,1	0,1	0,1	0,1	27	27	27	27	27	27
P, МПа			0,1	0,1	0,1	0,1	27	27	27	27	27	27
t, °С			20	82	85	20	20	25	40	60	82	85
Изопропиловый спирт	60	-	0,783	0,719	0,715	2,3	2,41	2,23	1,68	1,25	0,73	0,7
Н-бутиловый спирт	74	-0,37	0,810	0,745	0,738	3,21	3,32	3,14	2,39	1,69	1,26	1,25
Изобутиловый спирт	74	-1,33	0,802	0,740	0,741	2,84	2,88	2,71	2,23	1,37	1,11	1,07
Диэтиленгликоль	106	-1,05	1,113	0,879	0,870	4,2	4,28	3,82	3,08	2,39	2,01	1,83
Метилцеллозольв	76	-1,05	0,966	0,856	0,850	3,51	3,53	3,21	2,61	2,15	1,67	1,51
Бутилцеллозольв	118	-0,59	0,898	0,829	0,824	3,26	3,28	3,09	2,46	1,91	1,33	1,31
Керосин	-	-	0,783	0,737	0,734	1,78	1,88	1,81	1,45	1,24	0,82	0,72
Пластовая нефть	-	-	0,846	0,817	0,803	9,01	8,99	7,91	6,51	3,98	2,52	2,47

Следует ожидать, что высокие фильтрационные характеристики будет иметь растворитель, вязкость которого меньше вязкости нефти при тех же температурных условиях. Установлены значения плотности и вязкости спиртов, эфиров, пластовой нефти в интервале температур 20-85 °С при давлении $P = 0,1$ МПа, $P = 27$ МПа. С повышением температуры с 20 до 82-85 °С плотность веществ уменьшилась для спиртов на 11,7%, эфиров 10,1% (Табл.1).

Зависимость динамической вязкости для интервала температур 20-85 °С и да-

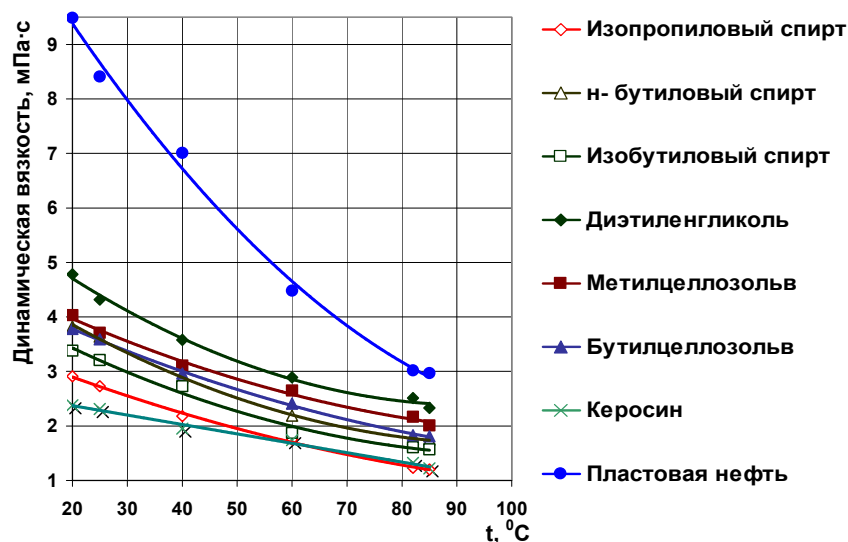


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости спиртов, эфиров, керосина, пластовой нефти от температуры при пластовом давлении $P_{пл} = 27$ МПа

зависимости динамической вязкости для интервала температур 20-85 °С и да-

вления $P = 27$ МПа аппроксимированы полиномами первой и второй степени. Большие значения коэффициентов детерминации R^2 полиномов второй степени (0,98-0,99) позволяют заключить о корректности математической обработки. С повышением температуры для спиртов, эфиров наблюдается закономерное, в целом подобное, уменьшение динамической вязкости (рис.1). Наименьшие значения вязкости имеют изопропиловый, н-бутиловый и изобутиловый спирты, что определяет их большее соответствие требованиям к компонентам модифицированных кислотных растворов.

Проведено сравнение кинетики растворения цилиндрических образцов выпиленных из кернов терригенных пород пласта ЮС₂ в кислотных растворах

двух видов, базовых – обозначенных как ГКО+ПАВ и модифицированных, содержащих органический растворитель – изопропиловый спирт (ГКО+ПАВ+ИПС*) (Табл.2, Рис.2).

Таблица 2

Характеристики взаимодействия кислотных растворов с образцами терригенной породы пласта ЮС₂ (t=22⁰С, P=0,1МПа)

№ серии	1	2	3	4
Раствор насыщения образцов кернов	насыщенные минерализованной водой C _{NaCl} =18 г/л		насыщенные модельной нефтью (керосином) с остаточной водой в порах (K _{вс} =20 %)	
Состав и объем кислотных растворов	ГКО+ПАВ, 100мл HCl=16 мас. %, HF=3 мас. %, НПАВ = 3 мас. %, H ₂ O=78 мас. %	ГКО+ПАВ+ИПС, 100 мл HCl=16 мас. %, HF=3 мас. %, НПАВ=3 мас. %, ИПС=20 мас. %, H ₂ O=58 мас. %)	ГКО+ПАВ, 100мл HCl=16 мас. %, HF=3 мас. %, НПАВ = 3 мас. %, H ₂ O=78 мас. %	ГКО+ПАВ+ИПС, 100 мл HCl=16 мас. %, HF=3 мас. %, НПАВ=3 мас. %, ИПС=20 мас. %, H ₂ O=58 мас. %
Константа, характеризующая скорость убыли массы образцов	K ₁ =5,4·10 ⁻⁷	K ₂ =6,1·10 ⁻⁷	K ₃ =2,4·10 ⁻⁷	K ₄ =3,2·10 ⁻⁷
	K ₂ / K ₁ = 1,1		K ₄ / K ₃ = 1,4	

Изопропиловый спирт выбран исходя из его меньшей динамической вязкости и ,наиболее вероятно, преобладающей растворимости в водной фазе. Образцы кернов предварительно проэкстрагированы от пластовых флюидов и из них выпилены цилиндрические образцы диаметром 40 мм высотой 8 мм. Путем шлифования массы образцов доведены до одинаковых значений. Образцы насыщены растворами минерализованной воды C_{NaCl}=18 г/л (1,2) и модельной нефтью – керосином (3,4) с остаточной водой в порах K_{вс} = 20% (Рис. 2).

Проведено 4 серии опытов по исследованию кинетики растворения образцов керна, статистически обработанные результаты которых представлены на рис. 2. Среднеквадратическое отклонение полученных величин убыли масс образцов составило ± 0,007 гр. Измерения проводились до сохранения целостности образцов. Убыль массы образцов составляла от 6,6 до 8,3 %. Изменение масс образцов, выражаемое в процентах, представлено в виде кинетических зависимостей (Рис.2), в которых выделены две стадии: взаимодействие поверхностных слоев образцов с кислотами; диффузия кислот во внутрь образцов кернов и их последующее взаимодействие с минералами породы.

Для всех исследуемых систем образец - кислотный раствор первая стадия протекает с соизмеримыми скоростями, при этом образцы теряют до 4% массы.

* ГКО – глинокислотная обработка смесью кислот HCl+HF; неионогенное ПАВ – поверхностно-активное вещество (Неонол БС-1)

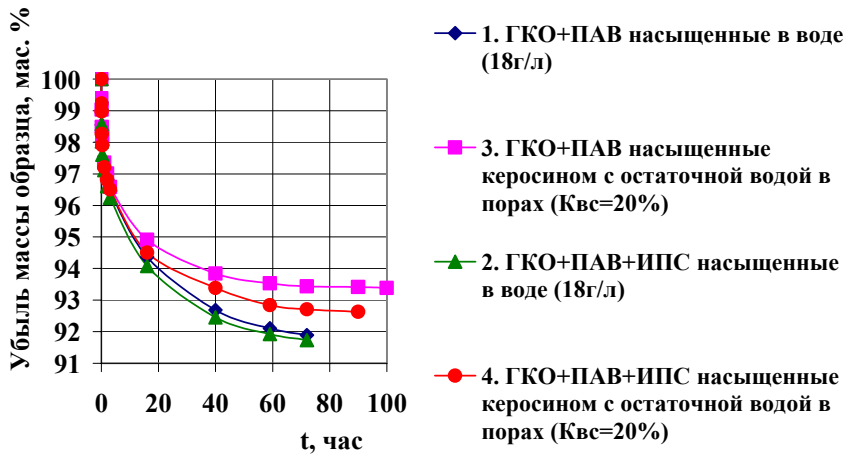


Рис. 2. Изменение массы образцов кернов терригенной породы насыщенных минерализованной водой $C_{NaCl}=18$ г/л (1,2) и модельной нефтью-керосином (3,4) с остаточной водой в порах ($K_{вс}=20\%$) находящихся в растворах кислот ГКО+ПАВ(1,3) и ГКО+ПАВ+ИПС(2,4)

нетических закономерностей использовано уравнение химической кинетики Аврами-Колмогорова-Ерофеева:

$$\alpha = 1 - \exp(-k\tau^n), \quad (1)$$

где: α - доля убыли массы образца терригенной породы пласта ЮС₂ при обработке базовыми и модифицированными составами кислотных композиций; τ - время обработки базовыми и модифицированными составами кислотных композиций; k - коэффициент характеризующий константу скорости убыли массы образца при обработке базовыми и модифицированными составами кислотных композиций; n - коэффициент при временном параметре в уравнении Аврами-Колмогорова-Ерофеева.

Константу скорости (K) убыли массы образцов рассчитывали с использованием поправки Саковича:

$$K = n \times k^{1/n} \quad (2)$$

В линейных координатах уравнение Аврами-Колмогорова-Ерофеева будет иметь вид:

$$\lg [-\lg(1-\alpha)] = \lg(\tau) \quad (3)$$

Кинетическая обработка экспериментальных результатов, характеризующих убыль массы образцов насыщенных минерализованной водой и модельной нефтью (керосином) с остаточной водой в порах $K_{вс}=20\%$, представлена в форме констант скоростей убыли массы. Сравнение констант убыли масс образцов позволяет установить влияние модифицирующего компонента кислотного раствора – изопропилового спирта. Константы убыли масс кернов, насыщенных минерализованной водой при воздействии ГКО+ПАВ или ГКО+ПАВ+ИПС, соизмеримы, их отношение составляет $K_2/K_1=1,1$. Керны, насыщенные моделью нефти с остаточной водой в растворе ГКО+ПАВ+ИПС, растворяются быстрее в 1,4 раза – $K_4/K_3=1,4$, чем растворе ГКО+ПАВ. Также следует отметить, что после 70 часов обработки массы образцов, насыщенных керосином и находящихся в растворе ГКО+ПАВ, в пределах ошибок измерений, не изменялись. У образцов,

На второй стадии при взаимодействии кислотных растворов с более глубоколежащими частями образца кривые изменения масс образцов имеют различный вид.

Более интенсивное взаимодействие наблюдается при обработке водно-насыщенных образцов, причем для обоих составов кислотных растворов зависимости в значительной степени подобны.

Для установления ки-

находящихся в растворе ГКО+ПАВ+ИПС, массы образцов постоянно уменьшались.

Сравнение констант убыли масс образцов кривых 3, 4 позволяет заключить, что присутствие изопропилового спирта в кислотном растворе препятствует замедлению реакции кислотного раствора с минералами во внутренних частях образцов. Результаты изучения кинетики растворения образцов терригенных пород подтверждают высказанные требования к модифицирующим компонентам кислотных растворов. Раствор ГКО+ПАВ+ИПС по сравнению с базовым кислотным раствором имеет соизмеримые значения динамической вязкости, меньшие значения плотности и значительно меньшее значение межфазного натяжения на границе кислотного раствора с пластовой нефтью (Табл.3).

Создана серия модифицированных кислотных растворов, модифицирующие компоненты которых выбраны исходя из их ранее установленных физико-химических свойств. В качестве добавок в кислотные растворы выбраны спирты ИПС, ИБС, НБС, ДЭГ, а также эфиры БЦ, МЦ. Раствором сравнения является базовый кислотный раствор (Табл.3).

Наибольшие желаемые свойства кислотному раствору придает добавление компонентов с малой массой моля, в частности изопропилового спирта. В целом при увеличении масс молей модифицирующих компонентов, а также в ряду спирты-гликоли проявляется тенденция увеличения численных значений характеристик: плотности, динамической вязкости, поверхностного натяжения на границе раздела фаз (Табл.3).

Комплекс фильтрационных испытаний состоял из серии экспериментов, предусматривающих лабораторное апробирование составов ГКО+ПАВ и модифицированных составов ГКО+ПАВ+ОР (ОР-органический растворитель) на моделях пласта ЮС₂. Критерием эффективности кислотной обработки керновой модели пласта являлось изменение значений фазовой проницаемости породы для модельной нефти до и после обработки кислотными растворами.

При прокачке через керновую модель пласта ЮС₂ базового кислотного раствора (ГКО+ПАВ) на зависимости изменения градиента давления на торцевых концах составной модели пласта ЮС₂ наблюдаются характерные неоднородные импульсы (всплески), свидетельствующие о проникновении кислотного раствора в колонку (Рис 3).

После прокачки 3,5 объемов пор и в процессе дальнейшей прокачки до 4 поровых объемов импульсных изменений давления не происходило. При фильтрации через обработанные керны модели пластовой нефти-керосина выявлено ухудшение фильтрационных характеристик в первом опыте в 2,24 раза, во втором в 4,39 раз (Табл.3).

Анализ торцевых поверхностей образца (Рис. 4) и его продольных сколов (Рис. 5) показал, что кислотный раствор проник приблизительно на 1/6 часть длины колонки кернов. Торец керновой модели, через который закачивали кислотный раствор, приобрел мозаичную структуру. На поверхности керна и его сколах отсутствуют сквозные каналы или каверны диаметром более 1 мм.

Таблица 3

Характеристики фильтрации базовых и модифицированных кислотных растворов при испытании на моделях пласта ЮС₂ (термобарические условия $P_{гор} = 49$ МПа, $P_{пл} = 27$ МПа, $t_{пл} = 82^{\circ}\text{C}$)

Характеристики кислотного раствора				Характеристики фильтрации					
Моделируемые термобарические условия				$t_{пл}=82^{\circ}\text{C}$	$P_{пл}=27\text{МПа}, t_{пл}=82^{\circ}\text{C}$		$P_{гор} = 49$ МПа, $P_{пл} = 27$ МПа, $t_{пл} = 82^{\circ}\text{C}$		
Компонентный состав, мас. %, остальное H ₂ O				$d, \text{г/см}^3$	$\eta, \text{мПа}\cdot\text{с}$	$\sigma_{(OF/KP)}, \text{МН/м}$	$\Delta P, \text{Атм/м}$	$Q \text{ пор, ед.}$	$\Delta (K_1/K_2), \text{раз.}$
НСI 24	HF 3	нПАВ 3	ОР (-)	1,095	0,67	27,3	70,2	(-) 3,7	-2,34
							96,2	(-) 4,0	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	ИПС 20	0,931	0,78	7,6	131,4	2,6	+(1000-15000)
							131,9	2,7	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	ИБС 20	0,963	0,81	9,1	134,9	3,2	+(1000-15000)
							135,8	3,7	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	НБС 20	0,965	0,86	8,7	141,6	3,6	+(1000-15000)
							142,1	4,3	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	БЦ 20	1,024	1,16	11,8	150,1	5,4	+(1000-10000)
							151,3	5,5	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	МЦ 20	1,039	1,12	12,4	160,6	5,3	+(1000-10000)
							162,3	5,4	
НСI 16	HF 3	нПАВ 3	ДЭГ 20	1,072	1,21	16,5	192,4	6,7	+(1000-8000)
							195,2	6,6	

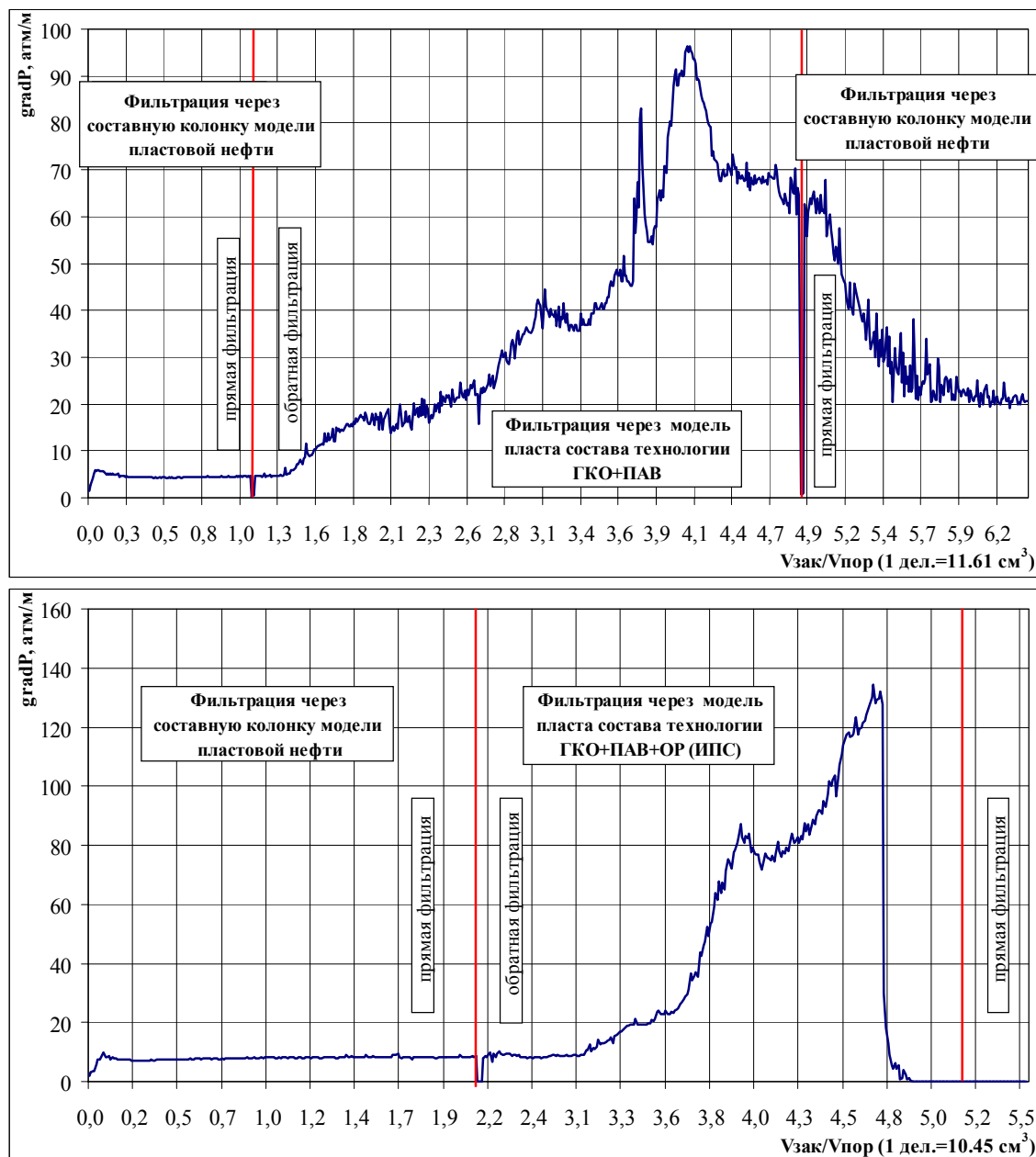
Примечание: $P_{гор}$ – давление на скелет горной породы; $P_{пл}$ – пластовое давление; $t_{пл}$ – пластовая температура; $\sigma_{(OF/KP)}$ – поверхностное натяжение на границе нефть-кислотный раствор; ΔP – предельный градиент давления на торцах модели при фильтрации кислотного раствора; $Q \text{ пор}$ – количество прокачанных поровых объемов кислотного раствора до образования флюидопроводящего канала фильтрации; $\Delta (K_1/K_2)$ – изменение проницаемости модели пласта до K_1 и после K_2 фильтрации кислотного раствора; ОР-органический растворитель.

В проеденных частях керна имеется рыхлое вещество, структура частиц которого существенно отлична от зеренной структуры необработанного керна.

Участки керна, где образовался рыхлый осадок, имеют рН=2-4. Наиболее вероятно, что постепенная отработка кислот привела к снижению рН в водной фазе и выпадению в осадок продуктов взаимодействия кислот с минералами породы.

По данным [3] осадок имеет сложный состав – продукты гидролиза хлоридов железа и алюминия - $(m\text{Fe}(\text{OH})_3 \cdot n\text{FeCl}_3 \cdot p\text{H}_2\text{O})$, $(m\text{Al}(\text{OH})_3 \cdot n\text{AlCl}_3 \cdot p\text{H}_2\text{O})$, а также продукты взаимодействия плавиковой кислоты с алюмосиликатом. Образование осадков приводит к кольматации порового пространства породы и является причиной снижения фазовой проницаемости обработанного керна по модели пластовой нефти-керосину.

При выполнении фильтрационных испытаний модифицированными кислотными растворами ГКО+ПАВ+ОР достигается принципиально иной результат (Рис.4, 5). Зависимость изменения градиента давления на торцевых концах составной модели пласта ЮС₂ на начальных участках имеет подобный характер, как и в случае применения базовых растворов ГКО+ПАВ.



а)

б)

Рис.3 Зависимости изменения градиента давления на торцевых концах составной модели пласта ЮС₂ при фильтрации модельной нефти (керосина), состава ГКО+ПАВ (а) и ГКО+ПАВ+ОР (ИПС) (б)

По мере закачки кислотного раствора градиент давления по длине моделей пластов возрастает, на зависимостях присутствуют отдельные импульсы. При прокачке определенного количества поровых объемов (Рис. 3) происходит резкое падение градиента давления до его полного исчезновения. Подобный характер зависимостей наблюдался для всех модифицированных растворов, в состав которых входит органический растворитель.



Рис.4. Торцевая поверхность образцов керна моделей пласта ЮС₂ после обработки составом стандартной технологии ГКО+ПАВ (а) и модифицированным составом технологии ГКО+ПАВ+ОР (б) Зависимость динамической вязкости спиртов,эфиров, керосина, пластовой нефти от температуры при пластовом давлении $P_{пл} = 27$ МПа

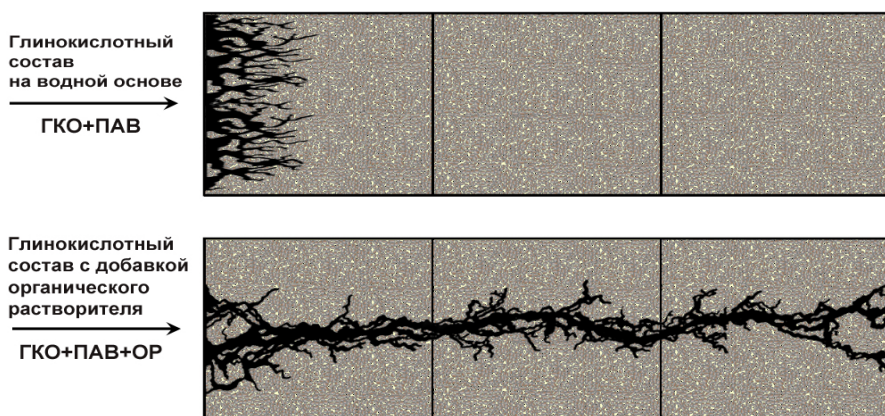


Рис.5. Схема образования флюидопроводящего канала фильтрации после воздействия на терригенную породу кислотным составом на водной основе и модифицированным с добавкой спиртов и эфиров

В кривой модели по всей длине образуются сквозные каналы, имеющие разветвленную структуру и несколько радиусов кривизны. Диаметр сквозных каналов составляет от 0,5 до 8 мм. В виду образования сквозных каналов не представлялось возможным провести корректные замеры в изменениях проницаемости моделей пластов после кислотной обработки из-за отсутствия надлежащих условий фильтрации флюида в пористой среде в соответствии с законом Дарси. Конечные значения проницаемости составных колонок для модельной нефти рассчитаны в оценочном приближении для трубки с

постоянным внутренним сечением капилляра и ламинарном течении потока жидкости, применяя к пористой среде законов Дарси и Пуазейля. Использование в вычислениях радиусов образовавшихся флюидопроводящих каналов от 0,25 до 4 мм позволило определить расчетные проницаемости породы, значения которых располагались в интервале от 4 до 60 мкм². Проницаемость кривой модели увеличилась от начальной величины более чем в 1000 раз (табл.3).

Исходя из практической значимости результатов, важнейшими характеристиками являются – объем кислотного раствора до образования сквозного канала и предельный градиент давлений на торцах кривой модели пласта. Построены зависимости данных параметров от характеристик кислотных растворов плотности, вязкости и значений межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть-кислотный раствор. Все зависимости имеют качественно подобный вид. С увеличением значений характеристик увеличивается объем модифицированного раствора, закачка которого приводит к образованию флюидопроводящего канала, а также возрастает градиент давления на торцах кривой модели.

Для понимания механизма возникновения сквозных каналов при воздействии кислотных растворов на колонки кернов образцы керна до (опилыши с торцов) и после (цельные образцы) обработки растворами кислот подвергнуты специальным литолого-физическим исследованиям. Комплекс экспериментальных работ базировался на рентгенофазовом анализе породообразующих и цементирующих минералов, а также исследования структуры порового пространства и изучении химизма взаимодействия по средствам растровой электронной микроскопии керна.

По данным рентгенофазового анализа установлено (табл. 4), что минеральный состав породообразующих и цементирующих минералов терригенных пород (пласт ЮС₂) после обработки модифицированными кислотными составами претерпевает существенные изменения. В разъеденных частях кернов уменьшение содержания минералов глин оценочно составляет для обломочной части терригенной породы от 1,8 до 2,9 раз, для цементирующих агрегатов от 3,6 до 5,5 раз. Наибольшему растворению в кислотных растворах подвергается глинистый цемент пород, выполняющий функцию скрепляющего материала обломочной части мелкозернистого песчаника. В результате протекания химических реакций при кислотном взаимодействии с минеральной составляющей цемента наблюдается полное растворение хлорита, снижение массовой доли каолинита и гидрослюда в среднем составляет 91 % и 78 % мас., соответственно.

Данные рентгенофазового анализа полностью согласуются с результатами растровой электронной микроскопии. Зеренная структура глин и обломочной части песчаника существенно отличается по размерам и формам частиц (рис.6). Кристаллы кварца имеют хорошо выраженную огранку, их размер составляет от 5-143 мкм. Частицы хлорита имеют игольчатую структуру, объединены в агломераты. Образования каолинита имеют овальную форму. Гидрослюда имеет пластинчатую структуру с рельефом поверхности.

Из сравнения состояния зеренной структуры керна (Рис.6) до и после кислотной обработки видно, что происходит растворение глинистых минералов. На снимках проб, отобранных из мест образования сквозных каналов (в, г), присутствуют только зерна породообразующих минералов, которые сохраняют огранку. Об обособлении зерен кварца, полевых шпатов и приобретения ими подвижности свидетельствуют также результаты фильтрационных исследований.

В кислотных растворах, прокачанных через керн, содержатся от десятков до сотен частичек песчаников.

Проведен рентгенофлуоресцентный и рентгенофазовый анализ проб сухого остатка отработанного кислотного раствора. На флюорограммах присутствуют пики элементов (в составе соединений) таких как: натрий 6,1 мас.%, алюминий 6,9 мас. %, хлор 26,6 мас.%, калий 4,6 мас.%, кальций 13,6 мас.%, железо 37,4 мас.%. Рентгенофазовый анализ проведен для проб высушенных, а также дополнительно отожженных при 500 °С. Анионы фтора присутствуют в фазе CaClF, содержание которой составляет более 50 мол.%. Более 30 мол.% составляют твердые растворы Na(K)Cl.

Таблица 4

Результаты рентгенофазового анализа образцов горной породы пласта ЮС₂ до и после кислотной обработки составом ГКО+ПАВ+ОР

Состав минералов	Содержание минералов в породе рентгенофазовый анализ порошковых проб, %			Относительное содержание минералов глинистого цемента (рентгенофазовый анализ фракции < 0,01мм), %			Содержание минералов в породе (рентгенофазовый анализ порошковых проб, %			Относительное содержание минералов глинистого цемента (рентгенофазовый анализ фракции < 0,01мм), %		
	до обработки кислотным раствором			после обработки кислотным раствором								
	4321-06	1600-06	1628-06	4321-06	1600-06	1628-06	4321-06	1600-06	1628-06	4321-06	1600-06	1628-06
Кварц	18	29	26	7	10	8	30	33	25	34	37	29
Полевые шпаты	45	39	41	17	22	26	54	48	61	58	56	60
в т.ч.:												
плагиоклазы (альбит)												
калиевые ПШ (микроклин, ортоклаз)	11	10	17	5	8	10	17	13	21	14	18	16
Пирит	2	3	2	1	2	1	-	-	-	-	-	-
Карбонаты,	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
в т.ч.:												
кальцит	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
доломит	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
сидерит	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Слюда+гидрослюда	33	28	31	75	66	65	16	19	14	8	7	11
в т.ч.:												
каолинит	16	14	14	31	36	21	6	7	6	3	1	3
хлорит	9	6	8	7	2	5	-	-	-	-	-	-
гидрослюда	8	8	9	37	28	39	10	12	12	5	6	8
Итого:	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

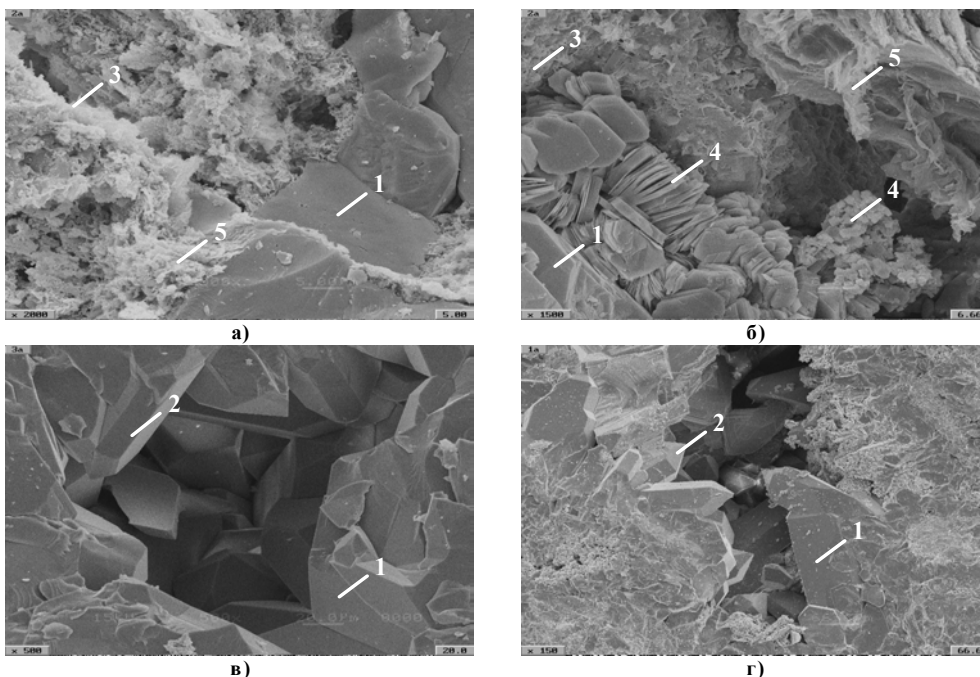
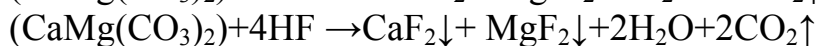
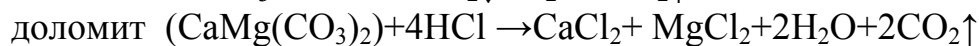


Рис.6. Микрофотографии сколов образцов горной породы до (а) увеличение в 2000 раз, б) увеличение в 1500 раз и после (в) увеличение в 100 раз, г) увеличение в 150 раз) кислотной обработки составом технологии ГКО+ПАВ+ОР (Растровый электронный микроскоп Topcon SM-150)
 1 – полево шпат, 2 – кварц, 3 – хлорит, 4 – каолинит, 5 – гидрослюда. Сколы опилышей образцов 1601-06 (а), 1628-06 (б); образцов 1628-06 (в), 4321-06 (г). пласт ЮС₂, скв. №4242 (а, б, в) и №4663, интервал отбора 2872-2884 м.

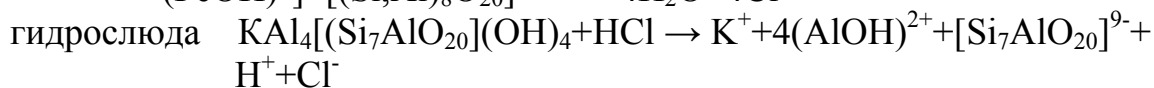
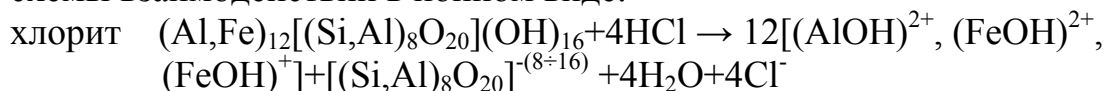
Катионы алюминия и железа не образуют явно выраженной самостоятельной фазы, наиболее вероятно входят в твердые растворы.

Химические реакции взаимодействия минералов терригенной породы пласта ЮС₂ с модифицированными кислотными растворами с учетом литературных данных [3] могут быть формализованы до реакций взаимодействия минералов

с хлороводородной и фтороводородной кислотами. Хотя карбонатные минералы содержатся в породе пласта ЮС₂ на уровне 1-2%, они активно взаимодействуют с кислотами, что подтверждается наблюдаемым выделением газа:



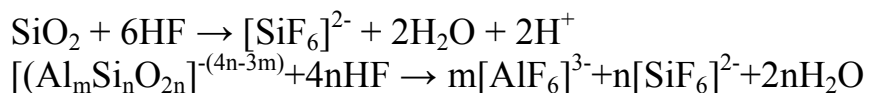
Глинистые минералы взаимодействуют преимущественно с хлороводородной кислотой. Химические составы, химические формы продуктов реакций (растворенные ионы, коллоидные системы, осадки) зависят от pH среды и в процессе взаимодействия могут существенно изменяться, поэтому представлены схемы взаимодействий в ионном виде:



Остатки алюмосиликатного каркаса могут взаимодействовать с HF с образованием $[\text{SiF}_6]^{2-}$, $[\text{AlF}_6]^{3-}$.

Взаимодействие породообразующих минералов с фтористоводородной кислотой протекает в незначительной степени. На снимках поверхность

большинства зерен минералов кварца и полевых шпатов (рис.6) мало изъедена. Наиболее вероятно взаимодействие протекает с мелкими частицами присутствующих минералов в породе следующих минералов: кварца, полевых шпатов, альбита, микроклина, ортоклаза. Схемы реакций силикатного и алюмосиликатного каркаса с фтороводородной кислотой представлены в ионном виде.



Результаты всех проведенных исследований позволяют смоделировать путь образования сквозных каналов при кислотном воздействии на терригенную породу. Продавливаемые в пласт модифицированные кислотные растворы из-за понижения межфазного натяжения на границе раздела фаз нефть-кислотный раствор, меньшей чем пластовая нефть плотности и вязкости, смешиваются с минерализованной водой и углеводородной фазой, проникают вглубь породы по наиболее проницаемым участкам. Хлороводородная и фтороводородная кислоты, растворяя минералы глинистых пород, таких как: хлорит, гидрослюда, каолинит расширяют поровое пространство, разрушают структуру породы, высвобождают каркасные зерна кварца и полевого шпата. Частицы породообразующих минералов теряют сцепление между собой и начинают движение в фильтрационном потоке за счет разности градиента давления жидкости на торцах составной колонки кернов, образуя по длине моделей пласта объемные по размерам пустотные каверны.

Высокая эффективность от кислотной обработки породы в лабораторных условиях позволяет рекомендовать рецептуру кислотной композиции к опытно-промысловому испытанию на пласте ЮС₂ залежей тюменской свиты. Наибольшая технологическая эффективность от проведения кислотных обработок призабойной зоны скважин ожидается на залежах со схожими литолого-петрофизическими характеристиками горных пород.

В четвертой главе представлены основные положения разработанной временной инструкции на проведение работ по применению технологии обработки призабойной зоны скважин глинокислотным составом ГКО+ПАВ+ОР, результаты опытно-промысловых испытаний кислотного состава технологии при обработках ближней от скважины зоны пласта ЮС₂ Восточно-Сургутского и Рускинского месторождений ОАО «Сургутнефтегаз».

Технологический процесс кислотного воздействия на призабойную зону пласта включает комплекс обязательных мероприятий, выполняющихся в определенной последовательности и обеспечивающих качественное проведение работ. Полученные данные анализа по оценке технологической эффективности от проведения скважиноопераций с применением состава технологии ГКО+ПАВ+ОР на пяти скважинах пласта ЮС₂ Восточно-Сургутского и Рускинского месторождений показали 100 % успешность от проведения кислотного воздействия на пласт при достижении объемов дополнительной добычи нефти около 4,6 тыс. тонн (табл. 5). С учетом высокой успешности и эффективности проведенных мероприятий удельная дополнительная добыча нефти более чем в

8 раз превышает материальные затраты на проведение работ и составляет 919 тонн/скв.опер при продолжительности эффекта в среднем 163 суток.

Таблица 5

Результаты опытно-промысловых испытаний технологии ГКО+ПАВ+ОР при воздействии на пласт ЮС₂ Восточно-Сургутского и Русскинского месторождений (по состоянию на 01.01.2009г.)

Месторождение	Пласт	№ скв.	Характер работы	Технология кислотной ОПЗ	Дата проведения ОПЗ	Приемистость, м ³ /сут.		Дополнительная добыча нефти, тонн	Прирост дебита нефти (реагирующие скважины), тонн/сут.	Продолжительность эффекта, сут.	Экономический эффект, тыс.руб
						до ГТМ	после ГТМ				
Восточно-Сургутское	ЮС ₂	3802	Нагн.	ГКО+ПАВ+ОР	27.05.2007	9,8	36,7	851	6,7	127	1531,6
	ЮС ₂	3812	Нагн.	ГКО+ПАВ+ОР	12.06.2007	4,8	140,9	608	12,4	49	1093,7
Русскинское	ЮС ₂	105	Нагн.	ГКО+ПАВ+ОР	31.10.2007	2,3	18,6	1180	4,2	281	2124,4
	ЮС ₂	256	Нагн.	ГКО+ПАВ+ОР	12.12.2007	10,2	48,5	344	2,1	164	619,9
	ЮС ₂	488	Нагн.	ГКО+ПАВ+ОР	30.07.2007	0,0	65,4	1610	8,3	194	2898,4

ВЫВОДЫ

1. Определены физико-химические характеристики компонентов модифицированных кислотных растворов в стандартных условиях, а также в условиях залегания терригенных пород пласта ЮС₂ ($P_{пл} = 27$ МПа, $t_{пл} = 82$ °С, $t_{пл} = 85$ °С). Установлены значения плотности, динамической вязкости четырех спиртов, двух эфиров, пластовой нефти Федоровского месторождения (пласт ЮС₂) в интервале температур 20 – 85 °С, которые аппроксимированы полиномами второй степени. Для базовых и разработанных кислотных растворов установлены закономерности изменения значений плотности, динамической вязкости, межфазного натяжения с пластовой нефтью. Выявлена тенденция понижения значений характеристик кислотных растворов с уменьшением масс молей спиртов, эфиров в ряду n-спирт-изо-спирт.

2. Установлены кинетические зависимости убыли массы образцов терригенных пород насыщенных моделью пластовой нефти с остаточной водой в порах 20%, находящихся в базовых и модифицированных кислотных растворах. Зависимости аппроксимированы уравнением Авраами-Колмогорова-Ерофеева с использованием поправки Саковича. Константы растворения кернов терригенных пород в модифицированных кислотных растворах в 1,4 раза больше, чем в базовых.

3. Определены характеристики фильтрации базовых и разработанных кислотных растворов на составных колонках из образцов кернов при термобарических условиях залегания терригенных пород-коллекторов пласта ЮС₂ ($P_{пл} = 27$ МПа, $P_{гор} = 49$ МПа, $t_{пл} = 82$ °С). Взаимодействие

модифицированных кислотных растворов с породой пласта приводит к образованию сквозных каналов и повышению проницаемости керновых моделей для нефти от 0,002-0,007 мкм² до 4-60 мкм² (>1000 раз). Симбатно с уменьшением значений характеристик кислотного раствора: плотности, вязкости, межфазного натяжения закономерно уменьшается объем кислотного раствора (по отношению к объему пор), закачка которого приводит к образованию флюидопроводящего канала; проявляется тенденция снижения максимального градиента давления на торцах колонки. Обработка керновых моделей пласта базовыми растворами кислот приводит к снижению проницаемости горной породы в 2 - 4 раза.

4. При фильтрации модифицированные кислотные составы взаимодействуют преимущественно с минералами цементирующих глин и уменьшают их содержание в зоне фильтрации реагентов в 3.6 – 5.5 раз, что приводит к растворению частиц глинистых минералов размером 1-38 мкм, разрушению структуры породы и высвобождению частиц породообразующих минералов размером 5-143 мкм. Снижение массовой доли минералов глинистого цемента в среднем составляет для хлорита – 100 %, каолинита -91 %, гидрослюды – 78 %.

5. Разработаны кислотные растворы, содержащие кислоты $C_{(HCl)} = 16$ мас. %, $C_{(HF)} = 3$ мас. %, спирты или эфиры $C = 20$ мас. %, поверхностно-активные вещества $C = 3$ мас. % (остальное H₂O), которые использованы в опытно-промысловых испытаниях при воздействии на терригенную породу пласта ЮС₂. Обработка привела к увеличению дополнительной добычи нефти до 919 тонн/скважинооперацию и средней продолжительности эффекта от воздействия 5,4 месяца.

СПИСОК ЦИТИРОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Исаченко В.М. Техничко-экономическая оценка методов воздействия на пласт ЮС₂ месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» / В.М. Исаченко, В.А. Мишарин, В.П. Сонич, Д.В. Самсоненко // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 48-65.
2. Мазаев В.В. Влияние межфазного натяжения и константы распределения в системе вода-углеводород на нефтewытесняющие свойства спиртов / В.В. Мазаев, Н.Ю.Третьяков, Н.А.Лавренова, Н.Н. Томчук // Вестник Тюменского государственного университета. – 2004. – № 3. – С. 55-59.
3. Харламов К.Н. Изучение химизма взаимодействия кислотных растворов с горной породой низкопродуктивных залежей нефти / К.Н. Харламов, О.В. Андреев, К.В. Киселев // Известия вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 2. – С. 43-48.

ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ДИССЕРТАЦИОННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ОПУБЛИКОВАНЫ

в изданиях рекомендованных ВАК

1. Липчинский К.Н. Критерии применимости закачек составов, содержащих ПАВ, на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 44-48.
2. Липчинский К.Н. Взаимодействие спиртокислотных составов с горной породой месторождений со сложным геологическим строением / К.Н.Липчинский, О.В. Андреев, К.В. Киселев // Известия вузов. Нефть и газ. – 2007. – № 6. – С. 48-55.

3. Липчинский К.Н. Изменение структуры залегания остаточных запасов нефти под действием естественных и техногенных факторов / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев, О.В. Андреев // Вестник Тюменского государственного университета. – 2007. – № 3. – С. 3-10.

в других изданиях

4. Липчинский К.Н. Необходимость разработки новых технологий кислотных обработок применительно к условиям месторождений Республики Саха (Якутия) / К.Н. Липчинский, А.А. Петров, К.В. Киселев // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений Сургутского региона: Сб науч. тр. СургутНИПИнефть. – Москва: ЗАО «Изд-во «Нефтяное хозяйство», 2007. – Вып. 8. – С. 152-159.

5. Липчинский К.Н. К вопросу естественного перераспределения углеводородов при разработке залежей / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: Материалы V Международного технологического симпозиума. г. Москва 21.03-23.03.2006. – Москва, – Институт нефтегазового бизнеса, 2006. – С. 329-336.

6. Липчинский К.Н. Результаты лабораторных испытаний перспективных технологий физико-химических методов увеличения нефтеизвлечения на моделях пластов Рогожниковского месторождения / К.Н. Липчинский, К.В. Киселев // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: Материалы VI Международного технологического симпозиума. г. Москва 20.03-22.03.2007. – Москва, – Институт нефтегазового бизнеса, - 2007. – С. 277-283.

7. Липчинский К.Н. Результаты лабораторных испытаний перспективных технологий физико-химических методов интенсификации добычи нефти на моделях пластов различного возраста / К.Н. Липчинский, О.В. Андреев // Разработка месторождений нефти и газа, повышение нефтеотдачи пластов: Материалы VII конференции молодых специалистов организаций осуществляющих виды деятельности связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. г. Ханты-Мансийск 21.03-23.03.2007. – Новосибирск, – изд-во Параллель, 2007. – С. 151-158.

8. Липчинский К.Н. Применение органических растворителей в качестве основы кислотных композиций для интенсификации добычи нефти /К.Н. Липчинский, К.В. Киселев // Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Труды Всероссийской научно-технической конференции «Нефть и газ Западной Сибири» г. Тюмень 16. 10-17.10.2007. – Тюмень, изд-во ТюмГНГУ, 2007. – С. 107-109.

9. Липчинский К.Н. Повышение эффективности технологий кислотного воздействия при обработках призабойных зон скважин залежей тюменской свиты // Разработка месторождений нефти и газа, повышение нефтеотдачи пластов: Материалы VIII конференции молодых специалистов организаций осуществляющих виды деятельности связанной с использованием участками недр на территории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. г. Ханты-Мансийск 02.04-04.04.2008, – Новосибирск, – изд-во Параллель, 2008. – С. 155-163.