

На правах рукописи



Фоломеев Алексей Евгеньевич

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ КАРБОНАТНЫЕ
КОЛЛЕКТОРЫ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Уфа – 2020

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель: доктор технических наук
Ленченкова Любовь Евгеньевна

Официальные оппоненты: **Магадова Любовь Абдулаевна**
доктор технических наук
ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» / кафедра «Технологии химических веществ для нефтяной и газовой промышленности», профессор

Габдрахманов Артур Тагирович
кандидат технических наук, доцент
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», доцент

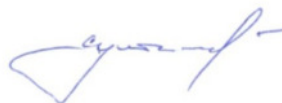
Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет» (г. Ижевск)

Защита состоится «23» апреля 2020 года в 16-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте www.rusoil.net.

Автореферат диссертации разослан _____ 2020 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

В течение последних лет в нефтяной промышленности Российской Федерации наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в увеличении доли трудноизвлекаемых запасов с осложненными геолого-физическими условиями (ГФУ), в том числе карбонатных коллекторов с низкой проницаемостью и высокой пластовой температурой.

Увеличение эффективности разработки карбонатных коллекторов является актуальной задачей, которая тесно связана с применением различных методов воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Одним из наиболее эффективных методов воздействия на ПЗП является применение различных кислотных составов (КС), однако успешность их применения не превышает 50 %.

Проблема низкой эффективности применения существующих КС и технологий на их основе связана с недостаточным учетом влияния ГФУ объектов разработки и, соответственно, адаптацией технологии для конкретных условий.

Поэтому выбор оптимальной технологии и эффективных КС является важнейшей задачей, и поиск в этом направлении осуществляется с помощью системного подхода к технологии кислотного воздействия (КВ) в целом и реагентов в частности.

Степень разработанности темы

Значительный вклад в развитие и совершенствование кислотных методов воздействия на призабойную зону скважин внесли: В.А. Амиян, В.Е. Андреев, Ю.В. Антипин, К.Б. Аширов, Г.Т. Булгакова, Ю.Л. Вердеревский, А.И. Волошин, В.Н. Глущенко, А.Т. Горбунов, И.А. Гуськова, Ю.В. Зейгман, С.А. Жданов, Р.Р. Ибатуллин, Г.З. Ибрагимов, Р.Д. Каневская, А.И. Комиссаров, Ю.А. Котенев, В.И. Кудинов, Л.Е. Ленченкова, Б.Г. Логинов, Е.В. Лозин, Л.А. Магадова, И.Т. Мищенко, М.Х. Мусабиров, Р.Х. Муслимов,

В.Ш. Мухаметшин, Г.А. Орлов, М.К. Рогачев, М.А. Силин, Б.М. Сучков, В.А. Сидоровский, А.Г. Телин, М.А. Токарев, В.Г. Уметбаев, Р.Н. Фахретдинов, К.М. Федоров, А.Я. Хавкин, Р.Я. Харисов, М.А. Vuijse, G. Daccord, M.J. Economides, C.N. Fredd, H.S. Fogler, R.D. Gdanski, G. Glasbergen, M.L. Hoefner, K.M. Hung, L. Kalfayan, H.A. Nasr-El-Din, Y. Wang и многие другие.

Несмотря на многочисленные публикации по проблеме кислотных обработок карбонатных коллекторов, многие её аспекты требуют дополнительных исследований, теоретических осмыслений и практической реализации, поэтому рассматриваемая тема сохраняет безусловную актуальность.

Цель работы – разработка технологии интенсификации притока нефти к скважине путем применения комплексных замедленных кислотных составов (КЗКС) для условий высокотемпературных карбонатных коллекторов.

Для достижения указанной цели поставлены следующие **задачи**:

1 Установить характер влияния различных геолого-физических факторов и видов кольматации призабойной зоны пласта на эффективность кислотных обработок карбонатных коллекторов.

2 Обобщить результаты применения немодифицированных солянокислотных обработок на месторождении им. Р. Требса и выявить осложнения, возникающие при кислотном воздействии (суффозия, выпадения тяжелых компонентов нефти, высокая скорость реакции с породой пласта), снижающие эффективность кислотного воздействия, и обосновать направления поиска повышения эффективности процесса.

3 Провести физико-химические и фильтрационные исследования по обоснованию оптимальных кислотных составов замедленного действия для моделируемых условий высокотемпературных карбонатных коллекторов и обосновать технологический процесс, позволяющий регулировать скорость реакции модифицированных кислотных составов с породой и предотвращать

процессы отложения тяжелых компонентов нефти, органических и неорганических солей, суффозии и набухания глин.

4 Обосновать дизайн воздействия кислотной композицией на пласт с учетом кинетики процесса растворения минералов породы и рисков выпадения тяжелых компонентов нефти.

5 Разработать математическую модель кислотного растворения карбонатной породы композициями замедленного действия для прогнозирования оптимальных параметров процесса и технологического эффекта с применением результатов физико-химических исследований и физического моделирования, с последующей адаптацией на четырёх опытных скважинах месторождения им. Р. Требса.

Научная новизна

1 Для интенсификации притока нефти к скважине экспериментально установлены константы скорости реакции различных органических и неорганических кислот, содержащих модифицирующие добавки на основе ПАВ и хелатных соединений, с карбонатной горной породой, состоящей из 90 % доломита, при пластовой температуре, равной 90 °С; оптимальные скорости закачивания кислотных составов (КС) в пласт и зависимость длины образования канала растворения от указанных величин.

2 Установлена функция распределения вероятности выпадения высокомолекулярных соединений из нефти при воздействии 12 %-го раствора соляной кислоты на образцы нефти в зависимости от массового соотношения смол к асфальтенам, используемая для прогнозирования рисков отложения в призабойной зоне пласта карбонатных пластов.

3 Выявлена особенность воздействия соляной кислоты на карбонатную породу, содержащую иллит в количестве более 4 %, проницаемостью менее $1,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² при высокой пластовой температуре (90 °С), обусловленная суффозией глинистой составляющей, приводящая к кольматации породы пласта, ведущей к росту устьевого давления при кислотном воздействии.

Практическая значимость

1 Разработана инструкция на обработку призабойной зоны добывающих скважин кислотными композициями замедленного действия.

2 Разработана технология проведения кислотной обработки (КО) с применением КЗКС при освоении скважин после бурения и повторных кислотных обработках.

3 Предложена методика оценки эффективности КО скважины с учетом зависимости скин-фактора от скорости закачивания и константы скорости реакции КС с породой для конкретной скважины.

4 Материалы диссертационной работы используются в учебном процессе для студентов направления «Нефтегазовое дело» при изучении дисциплины «Методы интенсификации добычи нефти».

Методы исследования

Поставленные задачи решались на основании анализа применения технологий КО и КС в мировой практике, изучение механизма их действия, проведения лабораторных исследований КС, расчет и оптимизация проекта КО с помощью математической модели.

Положения, выносимые на защиту

1 Адаптированная полуэмпирическая математическая модель кислотного растворения на основе образования и роста каналов растворения, позволяющая производить выбор оптимальной скорости закачивания КС в зависимости от его типа для конкретной скважины, прогнозировать технологическую эффективность применения технологии КО.

2 Дизайн кислотного воздействия на основе физического и гидродинамического моделирования с учетом скорости реакции КС комплексного действия с карбонатной породой и скорости их закачки для высокотемпературных карбонатных объектов с высоким содержанием доломита.

3 Методический подход к выбору КС, включающий предотвращение коагуляции призабойной зоны пласта соединениями железа и тяжелыми

компонентами нефти, образования нефтекислотных эмульсий, а также обеспечивающий необходимое замедление реакции с карбонатной породой.

4 Алгоритм принятия решения при выборе КЗКС комплексного действия с целью повышения успешности кислотного воздействия на пласт.

5 Методика экспресс-оценки рисков выпадения тяжелых компонентов нефти при воздействии 12 %-го раствора соляной кислоты на нефть, основанная на функции распределения вероятности выпадения асфальтенов в зависимости от массового отношения смол к асфальтенам.

Соответствие паспорту специальности

Тема работы и содержание исследований соответствуют паспорту специальности 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно пункту 2 «Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа».

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также оригинальных методик, экспериментальных исследований, выполненных на оборудовании, прошедшем государственную поверку. Все результаты экспериментальных исследований обрабатывались с применением методов математической статистики.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на: V Всероссийской научно-практической конференции «Нефтепромысловая химия» (г. Москва, 2010); II и III Международных научно-практических конференциях «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям» (г. Москва, 2010, 2012); семинаре, посвящённому РИР и ОПЗ в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах (г. Тюмень, 2013); Всероссийской с международным участием научно-практической конференции «Практические

аспекты нефтепромысловой химии» (г. Уфа, 2014); международной технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче (г. Москва, 2014); научно-технических конференциях молодых специалистов в ООО «БашНИПИнефть» (г. Уфа, 2014, 2016); VIII Международной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (г. Уфа, 2018); Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018» (г. Октябрьский, 2018); семинарах по научно-исследовательской работе в ПАО АНК «Башнефть» и ПАО «НК «Роснефть» 2012–2019 гг.

Публикации

По теме диссертации опубликованы 17 научных работ, в том числе 5 в журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus и рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 2 в изданиях, индексируемых в международной базе данных Scopus.

Вклад соискателя состоит в проведении лабораторных исследований по разработке способов исследования КС, разработке КС и изучению их свойств, обобщении результатов исследований, разработке и адаптации математической модели кислотной стимуляции карбонатного коллектора для условий месторождения им. Р. Трещина.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, библиографического списка использованной литературы, включающего 207 наименований. Работа изложена на 202 страницах машинописного текста, содержит 80 рисунков, 47 таблиц.

Автор выражает благодарность своему научному руководителю д.т.н., профессору Л.Е. Ленченковой; к.х.н. А.Г. Телину; д.х.н. Л.М. Халилову; д.ф.-м.н. Г.Т. Булгаковой; сотрудникам ООО «РН-БашНИПИнефть»: д.г.-м.н., профессору Е.В. Лозину; к.х.н. Р.Я. Харисову; к.т.н. А.Р. Шарифуллину; к.т.н. С.А. Вахрушеву; Г.И. Апкаримовой; начальнику управления разработки месторождений ООО «Башнефть-Полюс» Р.М. Набиуллину.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** обоснована актуальность работы, сформулированы ее цель и основные задачи, обозначены основные положения, выносимые на защиту, показаны научная новизна и практическая ценность результатов работы.

В **первой главе** приведен анализ современного состояния развития метода кислотного воздействия на пласт в различных ГФУ разработки. Для уточнения степени актуальности рассматриваемого метода воздействия выполнен патентный обзор, подтвердивший научный интерес к рассматриваемой проблеме.

Обоснованы наиболее эффективные КС и технологии их реализации, в том числе скоростные, высоконапорные КО для карбонатных коллекторов при условии раскрытия микротрещин с верхних продуктивных интервалов пласта.

Обоснованы направления поиска и повышения эффективности КО, связанные с предварительным тампонированием высокопроницаемых интервалов пласта и последующей закачкой кислот различной природы, а также кислот с добавкой замедлителей реакции с породой.

Рассмотрены вопросы, связанные с моделированием процесса соляно-кислотных обработок (СКО), и выявлены преимущества модели Гонг–Эль-Рааба, учитывающие наибольшее количество факторов и позволяющие оптимизировать дизайн обработки.

Во **второй главе** рассмотрено комплексное решение задачи повышения эффективности КО при проведении ОПЗ, используя результаты физико-химических исследований, физического и гидродинамического моделирования на примере месторождения им. Р. Требса. С учетом результатов применения СКО на 10 скважинах месторождения им. Р. Требса обоснована целесообразность дальнейшего применения СКО. Успешность метода воздействия составила 80 %. Выявлены риски вторичной кольтмации порового пространства при взаимодействии с карбонатом кальция отдельных КС, низкая селективность КО и малая глубина его проникновения в пласт. На Рисунке 1 приведены факторы, снижающие эффективность КО на месторождении им. Р. Требса.



Рисунок 1 – Факторы, снижающие эффективность СКО скважин для месторождения им. Р. Требса

Показаны риски выпадения тяжелых компонентов нефти при смешении с КС.

Для установления закономерности совместимости нефти карбонатных пластов и 12 %-го раствора соляной кислоты (НСl) выполнен анализ результатов ранее проведенных исследований. Введены следующие допущения: вероятность совместимости проб нефти в интервалах значений массового соотношения смол к асфальтенам соответствует нормальному распределению:

$$f(x) = 1 - \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}, \quad (1)$$

где μ – математическое ожидание, медиана и мода распределения; σ – стандартное отклонение; σ^2 – дисперсия распределения.

При этом среднее значение массового соотношения смол к асфальтенам в интервале смешанных результатов определяется из выражения:

$$M_{\text{нр}} = \frac{R_c + R_n}{2}, \quad (2)$$

где R_c – минимальное значение массового соотношения смол к асфальтенам при совместимости 12 %-ой HCl с образцом нефти; R_n – максимальное значение массового соотношения смол к асфальтенам совместимости тех же составов.

Математическое ожидание выражается уравнением:

$$\mu = M_{\text{ср}} - \frac{I_{\text{нр}}}{2} + I_{\text{нр}} \left(\frac{N_c}{N_c - N_n} \right), \quad (3)$$

где N_c – количество совместимых проб нефти в интервале смешанных результатов; N_n – количество несовместимых проб нефти. Таким образом, окончательно функция распределения вероятности выпадения тяжелых компонентов нефти от массового соотношения смол к асфальтенам описывается уравнением:

$$f(x) = 1 - \frac{1}{0,46\sqrt{2\pi}} \cdot e^{-\frac{(x-4,12)^2}{0,42}}. \quad (4)$$

Для предупреждения выпадения тяжелых компонентов нефти при контакте КС с нефтью при условии низкого массового соотношения смол к асфальтенам (менее 2,5) рекомендуется закачивать предоторочку ароматического или взаимного растворителя (например бутилцеллольва), снижающего также величину коэффициента поверхностного натяжения на границе раздела фаз «КС – нефть». За счёт высоких пластовых температур на рассматриваемых объектах ускоряется процесс выпадения тяжелых компонентов нефти (асфальтеновых ассоциатов и железоасфальтеновых ассоциатов) при проведении КО. Для устранения данного осложнения предложено использовать антисладжевые добавки, стабилизаторы железа и использовать органические кислоты в составе КС.

Установлено влияние скорости реакции КС с породой, длительности активности кислот на глубину кислотного воздействия на пласт и, как следствие, на эффективность СКО. Скорость реакции HCl с породой регулируется частичной или полной её заменой на органические кислоты путём

введения замедлителей. Кроме того, одними из основных проблем, влияющими на снижение эффективности кислотного воздействия в карбонатных пластах, являются коагуляция порового пространства, возникающая из-за несовместимости реагентов с породой, пластовыми флюидами, нетермостабильность реагентов, суффозии глин.

В третьей главе приведены экспериментальные исследования комплексных КС и обоснованы оптимальные условия их доставки в пласт месторождения им. Р. Требса. Наиболее перспективные КС для высокотемпературных карбонатных коллекторов приведены в Таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав исследуемых кислотных композиций

Компоненты кислотных композиций	Наименование состава			
	КС-1	КС-2	КС-3	КС-4
Содержащиеся кислоты	12 %-ая HCl	12 %-ая HCl; 2,5 %-ая уксусная кислота	10 %-ая уксусная кислота	глутаминовая, N, N-диуксусная кислота
Дезэмульгатор и антисладж	смесь неионогенных ПАВ (НПАВ) и ионогенных ПАВ (ИПАВ) в спиртовом растворителе	смесь четвертичных органических аммониевых соединений, НПАВ и ИПАВ, хорошо растворимая в минеральных кислотах	смесь блок-сополимеров окисей этилена и пропилена в органическом растворителе	нет (вследствие низкой эмульгирующей активности основного реагента)
Стабилизатор железа	смесь фосфатных соединений и растворителя	смесь тиогликоля и специальных добавок в органическом растворителе	двухкомпонентная система, представляющая собой смесь фосфорсодержащих соединений с углеводородом, а также катализатор – медный купорос	основное действующее вещество обладает свойствами стабилизатора железа

Выполнен эксперимент, подтверждающий термостабильность КС при высокой температуре в присутствии ионов трехвалентного железа. Составы КС-1, КС-2, КС-3, КС-4 проявили высокую термическую стабильность при высоких температурах.

Проведены исследования по определению совместимости КС с образцами нефти и попутно-добываемой водой объектов D_{3src} , D_{1op1} , S_{2gr} и жидкостью глушения на основе хлорида кальция (плотность 1140 кг/м^3). Все КС, за исключением КС-1, совместимы с пластовыми флюидами и жидкостью глушения. КС-1 несовместим с нефтью объекта D_{3src} .

Проведены испытания на совместимость изопропилового спирта (ИПС), применяющегося в качестве разделительной оторочки КС и пластового флюида. Результаты исследования приведены в Таблице 2. Установлено, что 10 %-ый и 20 %-ый растворы ИПС совместимы со смесью пластовой воды композиций КС-1.

Таблица 2 – Результаты совместимости 3-компонентной системы (раствор ИПС, КС-1, пластовый флюид) в соотношении 1 : 1 : 1

Исследуемый раствор	Расслоение, %		Наличие осадка на сите 100 меш.	Результат теста
	через 0,5 ч	через 4 ч		
с пластовым флюидом объекта D_{3src}				
10 %-ый раствор ИПС	96	100	отсутствует	совместим
20 %-ый раствор ИПС	100	100	отсутствует	совместим
с пластовым флюидом объекта D_{1op1}				
10 %-ый раствор ИПС	100	100	отсутствует	совместим
20 %-ый раствор ИПС	100	100	отсутствует	совместим

Проведены исследования по определению кинетических параметров реакции КС с породой объекта D_{1op1} . На Рисунке 2 приведена зависимость изменения скорости реакции КС и 12 %-го раствора ингибированной соляной кислоты с карбонатной породой пласта D_{1op1} от времени при температуре $92 \text{ }^\circ\text{C}$.

Определены кинетические параметры реакции КС с карбонатной породой пласта D_{1op1} при пластовой температуре с использованием уравнения Авраами-Ерофеева:

$$v_t = v_o (1 - \exp(-K t_k^n)), \quad (5)$$

где v_t – количество выделившегося газа в момент времени t , ммоль; v_o – общее количество выделившегося газа, ммоль; K – константа реакции, с^{-n} ; t_k – время, с.

Согласно полученным кинетическим параметрам, все разработанные КС реагируют с породой пласта медленнее, чем 12 %-ый раствор ингибированной соляной кислоты. Уменьшение константы скорости взаимодействия КС с породой объекта D_{1op_1} происходит в ряду от большего к меньшему: КС, замедленный ПАВ (КС-1); КС с добавкой уксусной кислоты и ПАВ (КС-2); уксусная кислота с добавкой ПАВ (КС-3); глутаминовая, N, N-диуксусная кислота (КС-4).

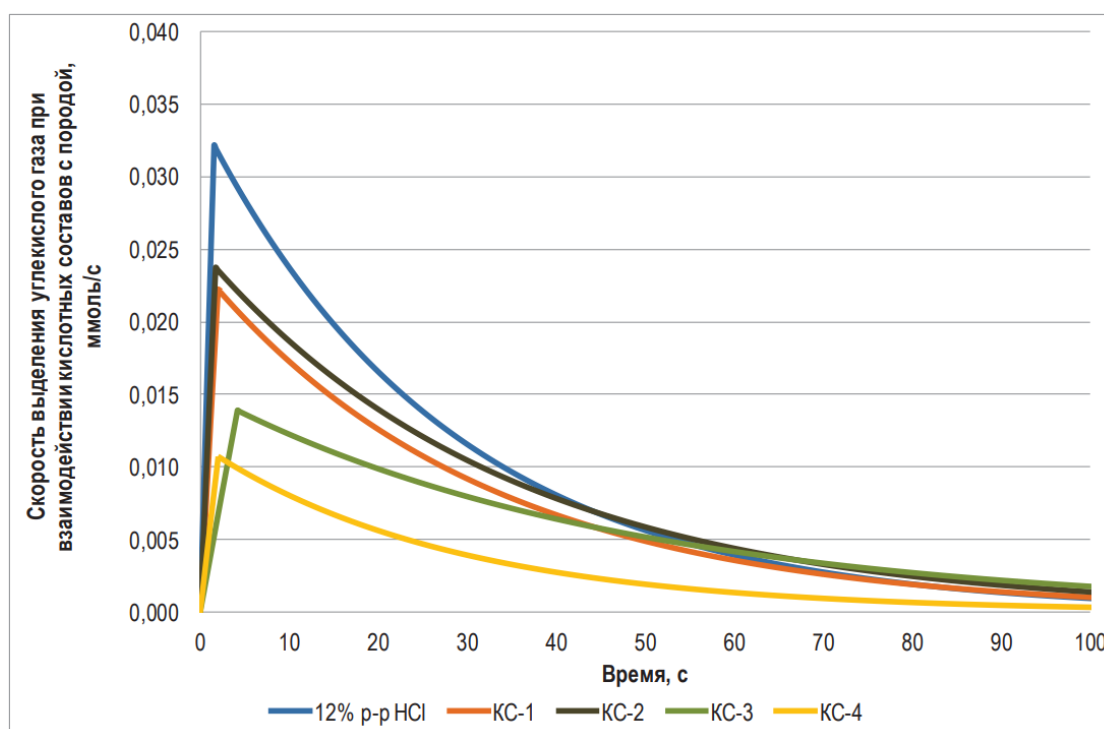


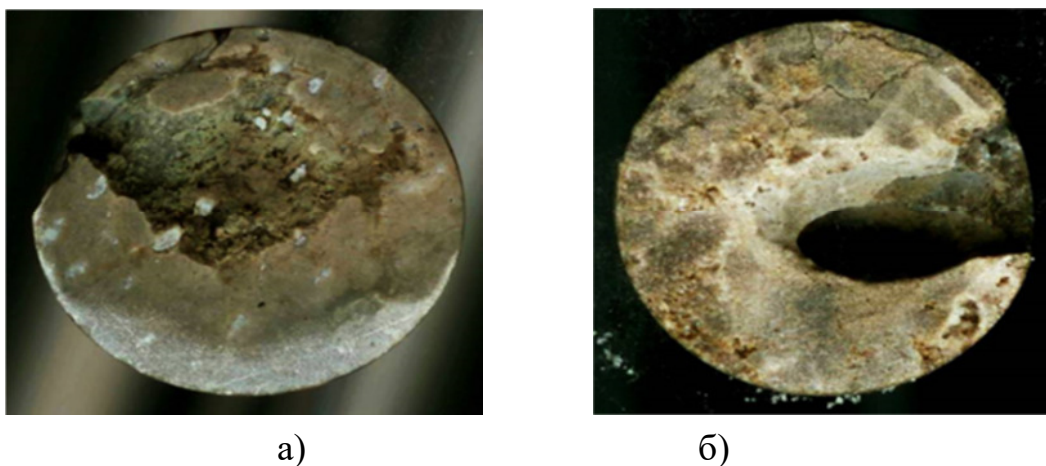
Рисунок 2 – Зависимость изменения скорости реакции КС и 12 %-го раствора ингибированной соляной кислоты с карбонатной породой пласта D_{1op_1} от времени при температуре 92 °С

Выполнено физическое моделирование кислотного воздействия при пластовых условиях месторождения им. Р. Требса. Причем эффективность КО определялась конфигурацией структуры растворенной породы. Такой являются доминантные червоточины, соответствующие оптимальному числу Дамкёлера, равному 0,3.

Физическое моделирование процесса кислотного воздействия на коллекторы сирачайского (D_{3src}), овинпармского (D_{1op_1}) и гребенского

горизонтов (S_{2gr}) месторождения им. Р. Трбса выполнялись на единичных образцах керна и на моделях незакрепленной трещины при соблюдении термобарических условий пласта. Целью фильтрационных экспериментов являлось определение условий, при которых достигается образование доминантных червоточин максимальной длины в пласте.

В ходе эксперимента выявлены осложнения на образцах горной породы. При скорости закачки КС менее $0,1 \text{ см}^3 / \text{мин}$ происходило торцевое растворение породы или образование каверны. На Рисунке 3 приведены результаты неэффективного кислотного воздействия на образцах керна объекта D_{1op_1} при низкой скорости закачки.



а) торцевое растворение образца горной породы; б) образование каверны

Рисунок 3 – Результаты неэффективного кислотного воздействия на образцы керна объекта D_{1op_1} при низкой скорости закачки

При кислотном воздействии на образцах модели трещины наблюдалась суффозия нерастворимых компонентов, ведущая к увеличению градиента давления и прекращению фильтрации. Установлен процесс суффозии при кислотном воздействии на породу с проницаемостью ниже $1,5 \text{ мД}$ и содержанием иллита в породе более 4% .

Проведено определение оптимальной скорости закачивания кислотного состава КС-2 – наиболее оптимального состава. В Таблице 3 обобщены

результаты физического моделирования кислотного состава КС-2. Экспериментально обоснован оптимальный расход состава КС-2 для условий объекта D_{1op_1} при скорости 0,3 мл/мин. На Рисунке 4 приведен пример образования доминантной червоточки при кислотном воздействии на образец керна объекта D_{1op_1} .

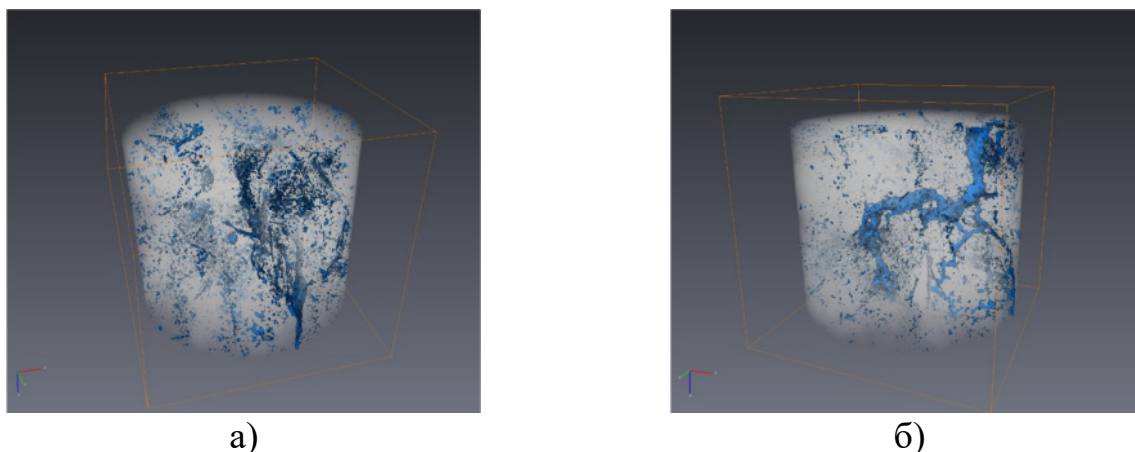


Рисунок 4 – Модель порового пространства образца № И-1154 до (а) и после (б) фильтрационных исследований

Таблица 3 – Сводные данные по физическому моделированию КВ с использованием КС-2

№ образца	Расход реагентов, см ³ /мин	Объем закачанного кислотного состава до прорыва, $V_{пор}$	$K_{восст}$	Увеличение объема пор, мм ³
96785	0,05	0,49	1,1	164,41
И-1151	0,20	3,73	2181,0	74,49
И-1154	0,30	1,20	26105,0	57,52
И-1158	0,40	5,92	11740,0	78,01
И-1153	0,50	6,31	1875,0	204,39

В четвертой главе уточнены основные положения полуэмпирической модели образования каналов растворения и их роста, изложены условия её адаптации для пластов D_{1op_1} и D_{3src} месторождения им. Р. Требса.

Показана глубина кислотного воздействия при применении предложенных КЗКС в сравнении с 12 %-ым раствором HCl для условий объекта D_{1op_1} (Рисунок 5).

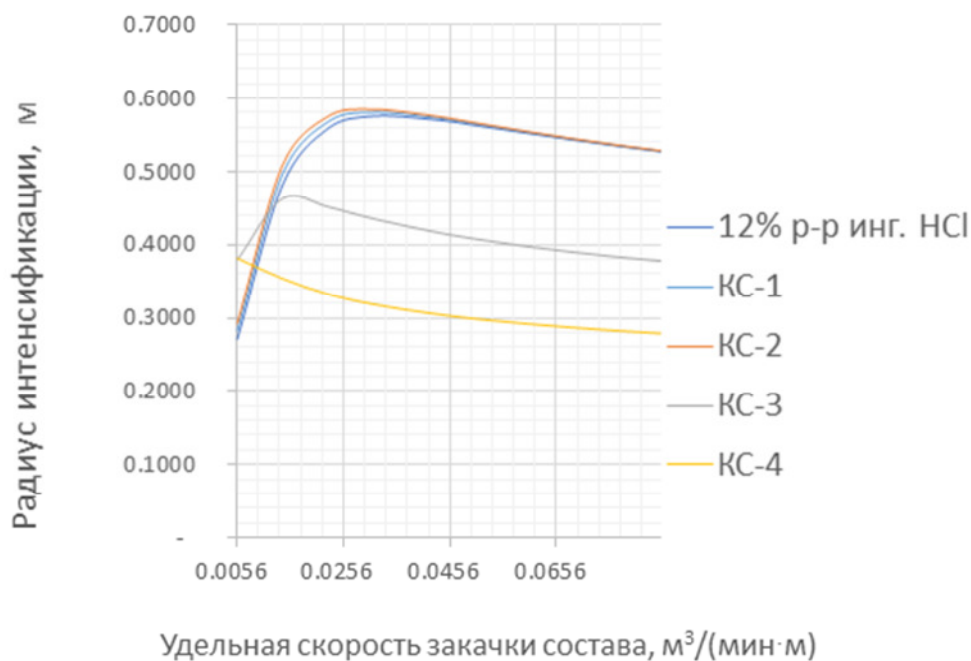


Рисунок 5 – Зависимость длины образования червоточин от скорости закачивания КЗКС для условий объекта D_{1op1} месторождения им. Р. Требса

Для достижения максимальной глубины воздействия на объект D_{1op1} при использовании кислотных составов КС-1, КС-2 в объеме $1 \text{ м}^3/\text{м}$ оптимальной скоростью закачивания является скорость $0,0313 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{мин})$; для КС-3 и КС-4 при тех же условиях $0,014$ и $0,0057 \text{ м}^3/(\text{м}\cdot\text{мин})$ соответственно. Для объекта D_{3src} максимальная глубина воздействия достигается при закачивании КЗКС в объеме $1 \text{ м}^3/\text{м}$ при скоростях закачки $0,18$; $0,18$; $0,08$; $0,06 \text{ м}^3/(\text{мин}\cdot\text{м})$ для КС-1, КС-2, КС-3 и КС-4 соответственно.

Предложена методика расчета скин-фактора скважин после кислотного воздействия на объектах месторождения им. Р. Требса в зависимости от скорости закачки используемого КС. Разработан алгоритм расчета СКО для пластов D_{1op1} и D_{3src} при проектировании.

В пятой главе приведены результаты опытно-промысловых работ (ОПР) кислотного воздействия с замедлителем. На Рисунке 6 представлен алгоритм принятия решений при выборе технологии кислотного воздействия с применением комплексных замедленных КС. Обоснован дизайн применения замедленных комплексных КС на скважине 4ВАР месторождения им. Р. Требса.

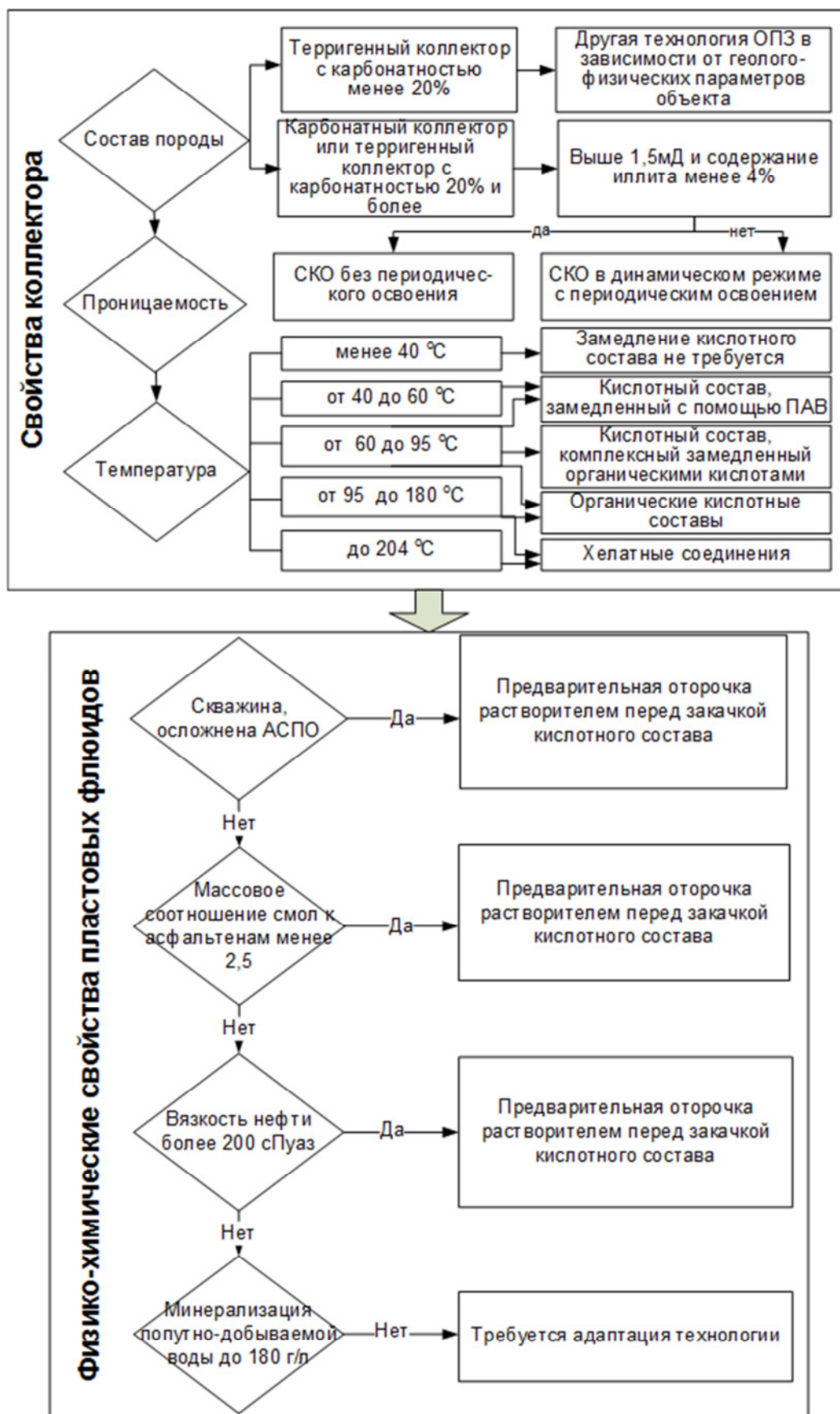


Рисунок 6 – Алгоритм принятия решения выбора технологии кислотного воздействия с использованием комплексных замедленных КС на основе обобщения опыта разработки карбонатных коллекторов

По разработанной технологии КО комплексными замедленными КС проведены обработки скважин 4ВАР, 2072г, 2075, 2087 месторождения им. Р. Требса. Прирост дебита нефти составил от 17,2 до 61,3 т/сут, коэффициент продуктивности вырос, дополнительная добыча нефти – 21815 т.

Обоснованы критерии применения КС для наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Разработана «Инструкция на обработку призабойной зоны добывающих скважин кислотными композициями».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Выполнен анализ экспериментальных и промысловых исследований КС для условий высокотемпературных карбонатных коллекторов. Показана перспективность применения КС в композиции с реагентами, замедляющими скорость реакции с породой на основе ПАВ, органических кислот, хелатных соединений.

Разработана методика определения рисков выпадения тяжелых компонентов нефти при воздействии на неё соляной кислотой в зависимости от массового соотношения смол к асфальтенам.

2 Экспериментальные исследования по применению соляной кислоты на продуктивных объектах месторождения им. Р. Требса подтвердили выпадение тяжелых компонентов нефти при проведении кислотного воздействия при массовом соотношении смол к асфальтенам в нефти объектов D_{1op1}, D_{1op2} и S_{2gr} в интервале от 2,5 до 5,0; объекта D_{3src} – до 2,5.

По результатам физического моделирования кислотного воздействия на образцах породы объектов D_{1op1}, D_{1op2}, S_{2gr} и определения компонентного состава кольматанта выявлен процесс суффозии частиц иллита при содержании его в породе свыше 4 %.

3 Для геолого-физических условий месторождения им. Р. Требса экспериментально обоснованы комплексные замедленные КС на основе ПАВ, уксусной кислоты, хелатного соединения (глутаминовой, N, N-диуксусной кислоты), установлена совместимость реагентов с пластовыми флюидами и применяемой жидкостью глушения, показана их низкая коррозионная активность.

4 Определены значения оптимальных удельных скоростей закачки комплексных замедленных КС в пласт, которые составляют для объекта D_{1op_1} – 0,0313; 0,0313; 0,014; 0,0057 м³/(мин·м) для КС-1, КС-2, КС-3 и КС-4 соответственно; для объекта D_{3src} – 0,18; 0,18; 0,08; 0,06 м³/(мин·м) для КС-1, КС-2, КС-3 и КС-4 соответственно.

Обоснованы критерии выбора первоочередных скважин для технологии КО комплексными замедленными КС и условия её применения в зависимости от параметров продуктивного объекта и его минералогического состава, типа скважины, периодичности КО для высокотемпературных карбонатных коллекторов.

5 Выполнен анализ математических моделей кислотного растворения карбонатной породы, по результатам которого обоснована модель Гонг–Эль-Рааба, учитывающая физические и физико-химические процессы, происходящие в ПЗП при кислотной обработке карбонатного объекта. Предложенная модель адаптирована для условий продуктивных объектов D_{3src} и D_{1op_1} месторождения им. Р. Требса, позволяет прогнозировать радиус воздействия, скин-фактор после обработки и прирост дебита по нефти.

В промысловых условиях проведены обработки с применением комплексных замедленных КС скважин 4ВАР, 2072г, 2075, 2087 месторождения им. Р. Требса: дополнительная добыча нефти составила 21,82 тыс. т нефти. Разработана инструкция на технологию применения комплексных замедленных кислотных составов.

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 17 научных трудах, в том числе:

- в ведущих рецензируемых научных журналах, индексируемых в международной базе данных Scopus и рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ:

1. Харисов, Р. Я. Комплексный подход к выбору оптимального кислотного состава для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р. Я. Харисов, А. Е. Фоломеев, Г. Т. Булгакова, А. Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 78–82.

2. Фоломеев, А. Е. Об оптимизации кислотных составов для применения в геолого-технических условиях месторождений ОАО «АНК Башнефть» / А. Е. Фоломеев, С. А. Вахрушев, А. Г. Михайлов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 11. – С. 108–112.

3. Фоломеев, А. Е. Комплексный подход при разработке дизайнов кислотных обработок скважин месторождения им. Романа Требса / А. Е. Фоломеев, С. А. Вахрушев, А. Р. Шарифуллин, Л. Е. Ленченкова, Р. М. Набиуллин, А. И. Федоров // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8. – С. 72–75.

4. Вахрушев, С. А. Исследования кислотного воздействия с применением потокоотклонителей на карбонатные коллекторы месторождения им. Р. Требса / С. А. Вахрушев, А. Е. Фоломеев, Ю. А. Котенев, Р. М. Набиуллин // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 4. – С. 112–117.

5. Акимкин, А. В. Совершенствование технологии кислотного воздействия для условий месторождений Республики Башкортостан / А. В. Акимкин, Ш. А. Гафаров, А. Е. Фоломеев, Р. Р. Загиров, В. Ю. Никулин // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 52–56.

- в рецензируемых научных изданиях, включенных в международную базу данных SCOPUS:

6. Kharisov, R. Ya. Integrated Approach to Acid Treatment Optimization in Carbonate Reservoirs / R. Ya. Kharisov, A. E. Folomeev, A. R. Sharifullin, A. G. Telin, G. T. Bulgakova // Energy and Fuels. – 2012. – Vol. 26, No. 5. – P. 2621–2630.

7. Folomeev, A. E. Theory and Practice of Acidizing High Temperature Carbonate Reservoirs of R. Trebs Oil Field, Timan-Pechora Basin / A. E. Folomeev, A. R. Sharifullin, S. A. Vakhrushev, K. Yu. Murinov, A. V. Akimkin, L. E. Lenchenkova, R. M. Nabiullin, A. I. Federov // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, 14–16 October, 2014, Moscow, Russia. SPE-171242-MS. – 2014. – 18 p. doi.org/10.2118/171242-MS.

- в прочих изданиях:

8. Харисов, Р. Я. Исследование путей регулирования устойчивости кислотных композиций на наноуровне / Р. Я. Харисов, А. Е. Фоломеев, Г. Т. Булгакова, А. Г. Телин // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям :

тез. II Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 21–22 октября 2010 года. – М. : Нефть и газ, 2010. – С. 120–124.

9. Харисов, Р. Я. Манометрическая установка как инструмент выбора кислотных составов для стимуляции скважин в карбонатных коллекторах / Р. Я. Харисов, А. Е. Фоломеев, Е. И. Коптяева, А. Г. Телин // Нефтепромысловая химия : матер. V Всеросс. науч.-практ. конф., Москва, 24–25 июня 2010 г. – М. : Издательский центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2010. – С. 91–92.

10. Харисов, Р. Я. Нанопроцессы при кислотных обработках призабойных зон скважин нефтяных месторождений / Р. Я. Харисов, А. Е. Фоломеев, А. Р. Шарифуллин, Г. Т. Булгакова, А. Г. Телин // Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям: тез. III Междунар. науч.-практ. конф., г. Москва, 30-31 октября 2012 г. – М.: Нефть и газ, 2012. – С. 256–261.

11. Фоломеев, А. Е. Комплексные исследования по подбору состава для кислотных обработок для месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев, С. А. Вахрушев // Инженерная практика. – 2013. – № 11. – С. 78–81.

12. Фоломеев, А. Е. Проектирование соляно-кислотных обработок высокотемпературных карбонатных коллекторов месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев, А. Р. Шарифуллин, Г. И. Апкаримова, С. А. Вахрушев // Практические аспекты нефтепромысловой химии: тез. докл. IV Всеросс. науч.-практ. конф. в рамках IV Междунар. форума «Большая химия», г. Уфа, 27–28 мая 2014 г. – 2014. – С. 56–57.

13. Фоломеев, А. Е. Оптимизация проектирования кислотных обработок высокотемпературных карбонатных коллекторов на примере месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев, А. Р. Шарифуллин, С. А. Вахрушев // Сб. докл. IV науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, 15–16 апреля 2014 г. – Уфа, 2014. – С. 97–101.

14. Фоломеев, А. Е. Адаптация существующих математических моделей для расчета и оптимизации дизайна СКО скважин месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев // Сб. докл. VI науч.-техн. конф. молодых ученых и специалистов ООО «БашНИПИнефть», г. Уфа, 19–22 апреля 2016 г. – Уфа, 2016. – С. 109–110.

15. Фоломеев, А. Е. Выбор реагентов для кислотного воздействия на высокотемпературный карбонатный коллектор месторождения им. Р. Требса /

А. Е. Фоломеев, С. А. Вахрушев // Актуальные научно-технические решения для развития нефтедобывающего потенциала ПАО АНК «Башнефть»: сб. науч. тр. – Уфа, БашНИПИнефть, 2016. – Вып. 124. – С. 348–353.

16. Фоломеев, А. Е. Оптимизация рецептуры кислотных составов для воздействия на высокотемпературные карбонатные коллектора месторождения им. Р. Требса / А. Е. Фоломеев, Л. И. Гильмутдинова, Л. Е. Ленченкова, В. А. Купавых // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2018 : сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. – Октябрьский, 30 марта 2018 г. – Уфа : УГНТУ, 2018. – Т. 1 – С. 202–205.

17. Ленченкова, Л. Е. Особенности математического моделирования солянокислотного воздействия скважин, эксплуатирующих высокотемпературные карбонатные коллектора / Л. Е. Ленченкова, А. Е. Фоломеев, А. Р. Шарифуллин, А. С. Гумерова, А. А. Комков // Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса : матер. VIII Междунар. науч. конф. – Уфа : РИЦ БашГУ, 2018. – С. 184-189.