

Вестник Евразийской науки / The Eurasian Scientific Journal <https://esj.today>

2018, №3, Том 10 / 2018, No 3, Vol 10 <https://esj.today/issue-3-2018.html>

URL статьи: <https://esj.today/PDF/80NZVN318.pdf>

Статья поступила в редакцию 26.05.2018; опубликована 18.07.2018

Ссылка для цитирования этой статьи:

Литвин В.Т., Рязанов А.А. Рациональный подход к модификации кислотного состава для низкопроницаемых продуктивных пропластков баженовской свиты // Вестник Евразийской науки, 2018 №3, <https://esj.today/PDF/80NZVN318.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

For citation:

Litvin V.T., Ryazanov A.A. (2018). Selection of components acid composition for the low-permeability clay layers high Bazhenov Formation. *The Eurasian Scientific Journal*, [online] 3(10). Available at: <https://esj.today/PDF/80NZVN318.pdf> (in Russian)

УДК 622.276.6

ГРНТИ 52.47.25

Литвин Владимир Тарасович

ООО «Акрибия Лаб», Самара, Россия
Заместитель генерального директора по развитию
Кандидат технических наук
E-mail: org@akribialab.com

РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=694893

Рязанов Арсентий Алексеевич

ТПП «РИТЭКБелоярскнефть», Белоярский, Россия
Начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений
E-mail: aaryazanov@ritekbel.ru

РИНЦ: http://elibrary.ru/author_profile.asp?id=878471

Рациональный подход к модификации кислотного состава для низкопроницаемых продуктивных пропластков баженовской свиты

Аннотация. Со временем дебит добывающих скважин и приёмистость нагнетательных снижаются. На объектах с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами этот процесс протекает более стремительно. Это приводит к необходимости повышать или восстанавливать фильтрационные характеристики призабойной зоны пласта для достижения проектных показателей.

В статье рассмотрен вопрос подбора специальных добавок в кислотный состав для повышения его качественных показателей. К таким добавкам относятся понизитель межфазного натяжения на границе «нефть-кислотный состав», ингибитор коррозии и железостабилизирующая (противоосадковая) добавка. Данные компоненты кислотного состава повышают его проникающую способность в пласт-коллектор, облегчают удаление продуктов реакции из обработанного объекта, снижают коррозионную активность кислот по отношению к наземному и подземному оборудованию, а также предотвращают выпадение трудно- и нерастворимых осадков.

Авторами проведён литературный анализ, на основании которого сформирована группа лабораторных исследований для подбора оптимальных компонентов кислотного состава и концентраций этих добавок в процентном соотношении.

Исследования проводились с использованием общепринятых методик и современного лабораторного оборудования. Полученные результаты показали, что из четырех рассмотренных поверхностно-активных веществ, только один из них смог обеспечить значение межфазного натяжения менее 1 мН/м. Как для активного кислотного состава, так и нейтрализованного $pH > 5$. Авторы статьи также сравнили технологичность трёх ингибиторов коррозии, в том числе иностранного производства. Наилучшие результаты показал отечественный продукт, который справился со своей задачей на 99 % при высокой температуре 105 °С.

Результаты проведенных исследований показали, что последовательный подбор компонентов кислотного состава с соблюдением всех необходимых требований приводит к ожидаемому положительному результату.

Ключевые слова: баженовская свита; трудноизвлекаемые запасы; кислотная обработка; сланцевая нефть; высокая пластовая температура; кислотный состав; осадкообразование

Введение

Задача подбора кислотного состава в зависимости от характеристик продуктивных пластов конкретного месторождения является приоритетной в работах по интенсификации притока нефти к добывающим скважинам. Применение на практике рекомендаций по рецептуре состава и технологии его применения, подтвержденных лабораторными исследованиями и опытно-промышленными испытаниями, значительно повышают успешность планируемых технологических операций. В статье [1] представлены результаты исследований таких аспектов, как осадкообразование в процессе реакции кислотного состава с минералами и флюидами пласта-коллектора, а также обеспечение пролонгированного действия кислоты при высоких значениях пластовых температур.

В данной работе приводятся результаты лабораторных исследований, проведенных в рамках диссертационных исследований, по подбору специальных добавок в кислотный состав для обработки призабойной зоны пласта, с целью совершенствования как самой эффективности воздействия состава, так и технологии его применения.

На рынке нефтехимии присутствует определенный продуктовый ряд, который в 80 % случаев не обновлялся с 80-90 гг. Явная необходимость перехода нефтегазодобывающих компаний к разработке трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов диктует новые требования к подрядным организациям.

Материалы статьи ранее были освещены в диссертационной работе [2].

Лабораторные исследования и анализ результатов

Одно из главных свойств, которым должен обладать любой кислотный состав – это максимально низкое значение межфазного натяжения на границе раздела фаз «нефть-кислотный состав». Это позволяет избежать образования стойких нефтекислотных эмульсий и дополнительно отмывать поверхность фильтрационных каналов от флюида для лучшего контакта с кислотой. Необходимо исследовать и отработанный состав, который так же должен обладать минимальным межфазным натяжением, для облегчения процесса освоения после кислотной обработки. Все это достигается подбором поверхностно-активных веществ, перечень которых достаточно обширен на рынке нефтегазового бизнеса. В данной работе

рассмотрены лишь некоторые из тех, которые удалось заполучить на безвозмездной основе (таблица 1).

Таблица 1

Список исследуемых поверхностно-активных веществ

Название	Производитель	Краткое описание, данное производителем
Интели-01	ООО «Естос Техно»	Реагент для комплексного повышения эффективности работы нефтяных скважин и трубопроводов, интенсификации процессов нефтеотдачи продуктивных пластов с функцией борьбы с сульфатовосстанавливающими бактериями.
Нефтенол ВВД	ЗАО "Химеко-ГАНГ"	Используется в процессах интенсификации нефтедобычи для обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин. Представляет собой смесь водорастворимых оксиэтилированных алкилфенолов и их сульфозтоксилатов в форме натриевых солей.
Нефтенол К марки «НК-20»		Разработан как многофункциональный ПАВ в качестве добавки: в соляную кислоту, применяемую для обработок терригенных и карбонатных пластов; в грязевую кислоту, применяемую для обработок терригенных коллекторов; в составы для кислотных ГРП; в жидкости глушения; в жидкости промывки. Представляет собой многокомпонентную смесь анионных и катионных поверхностно-активных веществ разного химического строения.
Нефтенол УМГ		Представляет собой смесь алкилдиметилбензиламмоний хлорида и оксиэтилированных алкиламинов.

Составлено авторами

Для определения значений межфазного натяжения на границе раздела фаз использовалась лабораторная установка для анализа формы капли Drop Shape Analyzer (DSA-25) производства компании KRUSS (Германия). Данная установка находится в специализированной лаборатории повышения нефтеотдачи пластов, которая в свою очередь является структурным подразделением Научно-образовательного центра коллективного пользования высокотехнологичным оборудованием «Центр коллективного пользования» Санкт-Петербургского горного университета.

Методика проведения экспериментов заключалась в следующем. Готовились кислотные растворы с добавлением 0,1; 0,25; 0,5; 1 и 3 масс. % исследуемых ПАВ в нужном для проведения эксперимента объеме. Измерение межфазного натяжения на границе «4 % HCl + 6 % HCOOH + ПАВ – нефть баженовской свиты» производилось методом висячей капли. Обработка результатов осуществлялась через компьютерную программу, которая поставляется в комплекте с прибором. Полученные зависимости межфазного натяжения от концентрации ПАВ представлены на рисунке 1.

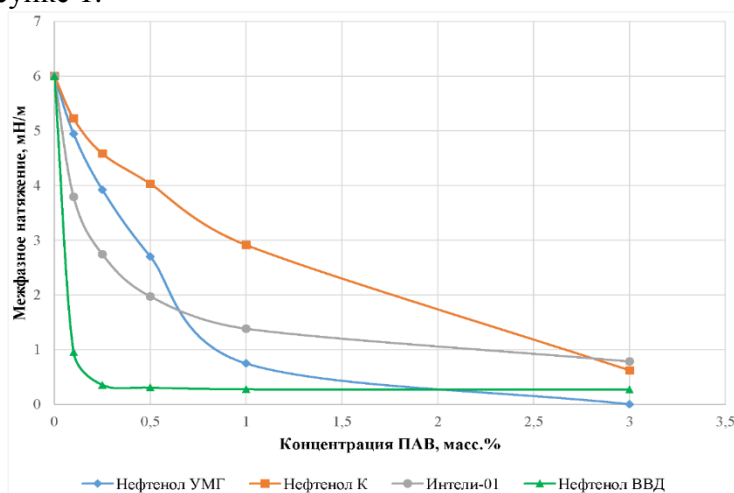


Рисунок 1. Зависимость межфазного натяжения на границе кислота-нефть от концентрации ПАВ в растворе 4 % HCl + 6 % HCOOH (составлено авторами)

Из графика видно, что наибольшее снижение межфазного натяжения удалось достичь за счет добавления в раствор кислот поверхностно-активных веществ под марками Нефтенол ВВД и Нефтенол УМГ. Причем Нефтенол ВВД позволил снизить межфазное натяжение до значений менее 1 мН/м уже в концентрации 0,1 %. Для анализа межфазного натяжения на границе «отработанный раствор кислот – нефть» выбраны концентрации 0,25; 0,5 и 1 масс. % для Нефтенола ВВД, а для УМГ – 1 масс. %. Для исследований готовились смеси кислот с отобранными концентрациями ПАВ, после чего они нейтрализовались углеродистым кальцием. Полученные значения межфазного натяжения активных растворов и нейтрализованных (с добавлением ПАВ) на границе с нефтью баженовской свиты [3] сведены в таблице 2.

Таблица 2

Межфазное натяжение исследуемых растворов на границе с нефтью

ПАВ	Концентрация ПАВ в растворе кислот, масс. %	Межфазное натяжение активного раствора (нейтрализованного), мН/м
Нефтенол УМГ	0	6
	0,1	4,94
	0,25	3,92
	0,5	2,7
	1	0,745 (8,85)
	3	0
Интели-01	0	6
	0,1	3,79
	0,25	2,74
	0,5	1,97
	1	1,38
	3	0,781
Нефтенол ВВД	0	6
	0,1	0,952
	0,25	0,354 (3,39)
	0,5	0,304 (1,69)
	1	0,274 (0,983)
	3	0,27
Нефтенол К марки «НК-20»	0	6
	0,1	5,22
	0,25	4,58
	0,5	4,03
	1	2,91
	3	0,62

Составлено авторами

Из таблицы видно, что из всех рассматриваемых ПАВ наилучшие результаты показал Нефтенол ВВД в концентрации 1 масс. %. Данная концентрация является оптимальной, поскольку обеспечивает низкие значения межфазного натяжения как при низких, так и при высоких значениях рН кислотного состава.

Таким образом, для достижения наилучшей проникающей способности кислотного состава и получения наименьших фильтрационных сопротивлений при освоении скважины после проведения обработки выбран ПАВ – Нефтенол ВВД в концентрации 1 масс. %.

Другое не менее важное свойство качественного кислотного состава – это способность удерживать в растворе ионы железа, которые могут попасть в состав при растворении продуктов коррозии в ходе реакции с наземным оборудованием, движения кислоты по обсадной колонне, насосно-компрессорным трубам (НКТ) и др. [4, 5] или при растворении железосодержащих минералов [6]. Лабораторными исследованиями доказано, что и в самих

флюидах, насыщающих продуктивный пласт, может содержаться растворенное железо [7]. По мере продвижения кислоты по пласту и реакции с породообразующими минералами степень ее кислотности снижается, что способствует выпадению гидроксида железа в осадок (рисунок 2) и последующей закупорке фильтрационных каналов. Учитывая высокое содержание в баженовской свите такого минерала как пирит (> 5 %), мероприятия по предотвращению выпадения железа в осадок являются крайне важными.

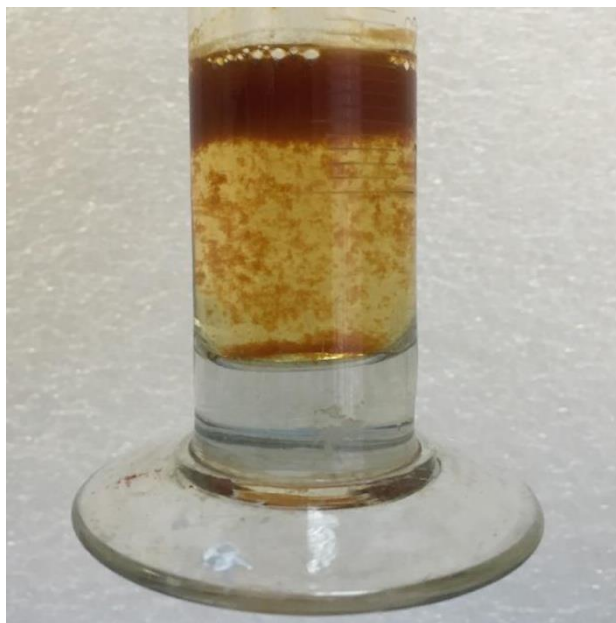


Рисунок 2. Пример осадка гидроксида железа (составлено авторами)

Осаждение соединений железа можно предотвратить за счет привнесения в кислотные составы органических кислот (молочная, винная, уксусная, лимонная и др.), а также органических соединений с двумя функциональными группами (спирты, альдегиды, амины) [8].

Наиболее распространенными и эффективными добавками в кислотные составы с целью снижения вероятности выпадения труднорастворимых осадков железосодержащих соединений, как показывает лабораторный и промышленный опыт, являются хелатные агенты [9]. В нефтегазовой отрасли практическое применение нашли: нитрилотриуксусная кислота (НТА); этилендиаминтетрауксусная кислота (ЭДТА); диэтилентриаминпентауксусная кислота (ДТПА); нитрилотриметилфосфоновая кислота (НТФ); оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ); 2-оксипропилен-1,3-диаминотетраметилфосфоновая кислота (ДПФ) [8].

Широкое применение получил реагент «трилон Б», который является ничем иным, как натриевой солью этилендиаминтетрауксусной кислоты (ЭДТА- Na_2) и представляет собой кристаллический порошок белого цвета. Его недостатком является низкая растворимость в воде. Более целесообразным, за счет лучшей растворимости, для применения считается натриевая соль ЭДТА- Na_2 – этилендиаминтетраацетат натрия (ЭДТА- Na_4) [10]. Поэтому этот химический реагент использовался для исследований. Однако стоит отметить, что и ЭДТА- Na_4 обладает достаточно низкой растворимостью в кислой среде. Опытным путем определено максимальное количество растворяемой ЭДТА- Na_4 в составе 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД, оно составило 0,5 масс. %.

Анализируя опыт зарубежных коллег в области применения комплексообразующих агентов на высокотемпературных скважинах автору удалось обнаружить интересное открытие коллег из Техасского университета А&М. В их работе [7] в качестве эффективного и экологически чистого железохелатирующего агента предлагается использование глюконата

натрия. Глюконовая кислота и ее соли натрия и кальция (рисунок 3) имеют привлекательные физические и химические свойства. Кислота и ее соли не вызывают коррозии, не испаряются, не токсичны, не обладают запахом и легко поддаются биологическому разложению. В доказательство всему этому можно привести пример применения глюконата натрия в качестве пищевой добавки E576 разрешенной для применения в РФ.

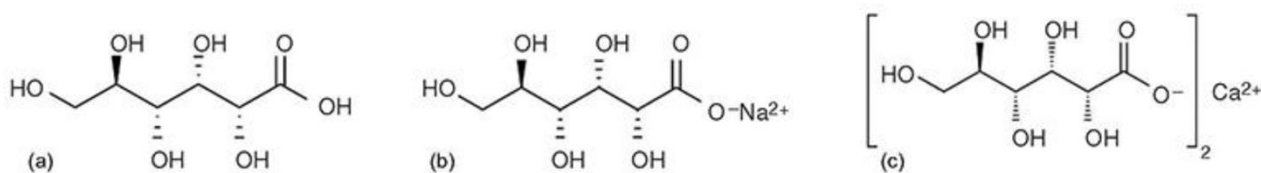


Рисунок 3. Химическая структура глюконовой кислоты (a), глюконата натрия (b) и глюконата кальция (c) [6]

Учитывая высокую растворимость в кислотах (600 г/л), способности удерживать железо в широком диапазоне значений pH и очень низкую стоимость по сравнению с другими хелатными агентами глюконат натрия выбран для исследований.

За основу для исследования осадкоудерживающей способности была взята методика из работы [10]. Готовился 10 масс. % раствор FeCl_3 для получения ионов железа в растворе кислоты. Брался мерный цилиндр диаметра, достаточного для помещения в него электрода pH-метра и устанавливался на предварительно разогретую до пластовой температуры площадку магнитной мешалки. В него помещался предварительно разогретый до пластовой температуры исследуемый состав в объеме 10 мл и добавлялся 1 мл хлорного железа. Раствор перемешивался стеклянной палочкой до достижения однородной системы. Далее с помощью пластикового шприца добавлялся 10 % раствор NaOH в объеме 1 мл, все перемешивалось и определялось pH среды. Щелочь добавлялась до достижения значения pH 4-5 и визуально отмечалось наличие бурого осадка гидроксида железа. При отсутствии осадка в раствор добавлялось хлорное железо по 0,1 мл.

Записывалось максимальное количество хлорного железа, которое не выпало в осадок. Производился перерасчет на чистое железо.

В опытах участвовали составы:

- 1) 15 % HCl + 5 % ИПС + 1 % Лимонной кислоты;
- 2) 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД + 0,5 % ЭДТА- Na_4 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД + (0,25; 0,5; 1; 3 и 5 масс. %) глюконат натрия.

Исследование состава 15 % HCl + 5 % ИПС + 1 % Лимонной кислоты (успешно применялся на Средне-Назымском месторождении) показало, что при добавлении только 1 мл FeCl_3 осадок выпадал при значении pH равном 2.

Изучение осадкоудерживающей способности 0,5 масс. % тетранатриевой соли ЭДТА в составе раствора 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД показало, что данный хелатный реагент способен удерживать не более 1,5 мл раствора хлорного железа при pH = 4-5.

Гораздо лучшие результаты, как и ожидалось, показал глюконат натрия. Результаты исследований представлены в таблице 3 и на рисунке 4.

Таблица 3

Результаты экспериментов по определению
осадкоудерживающей способности глюконата натрия

Концентрация глюконата натрия, масс. %	0,25	0,5	1	3	5
Количество удерживаемого в растворенном виде FeCl ₃ , г	0,063	0,126	0,253	0,442	0,669
В пересчете на чистый Fe, г	0,022	0,044	0,087	0,152	0,231

Составлено авторами

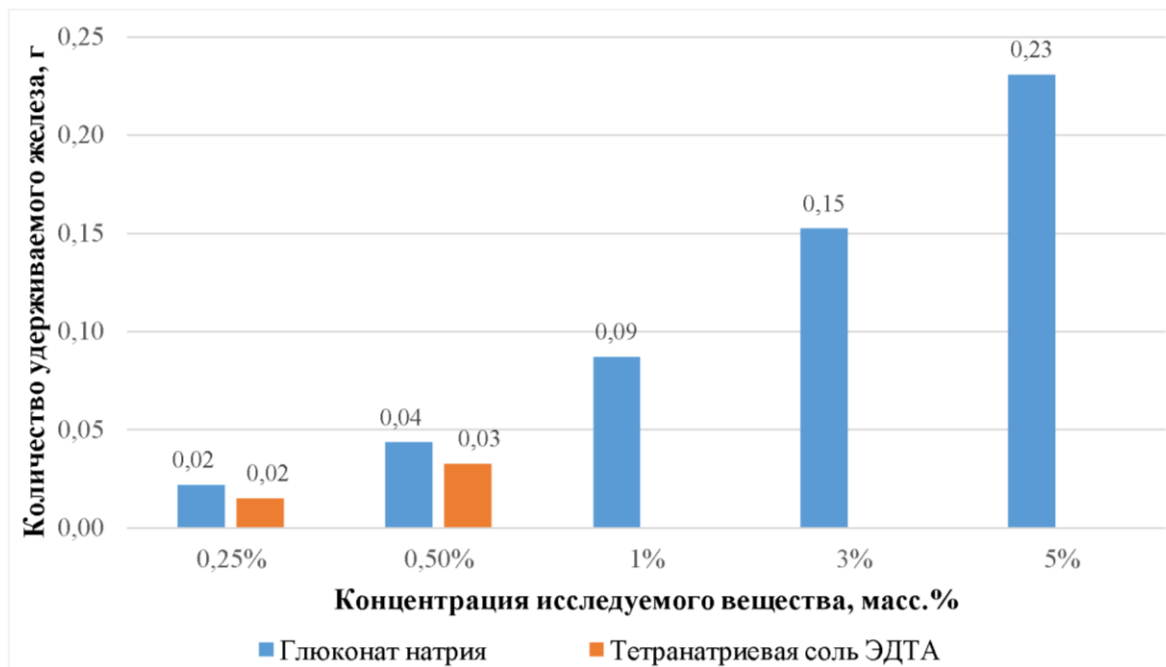


Рисунок 4. Осадкоудерживающая способность глюконата натрия и тетранатриевой соли ЭДТА в составе раствора 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД (составлено авторами)

Итак, как показали эксперименты, наилучшей способностью к удержанию ионов железа в растворенном виде обладает глюконат натрия. Дальнейшие исследования по изучению коррозионной активности и подбору ингибитора коррозии проводились с составом 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД + 5 % Глюконат натрия.

Как известно, процессы коррозии внутрискважинного и наземного оборудования являются негативной стороной при разработке нефтегазовых месторождений. Эти процессы могут быть вызваны и ускорены различными факторами, например, содержанием в добываемой продукции агрессивных газов, использованием коррозионно-активных технологических жидкостей и пр. При проведении кислотных обработок в обязательном порядке необходимо включать в кислотный состав ингибитор коррозии (ИК), тем более в случаях с высокими пластовыми температурами. Ингибиторами кислотной коррозии называют вещества, которые в составе кислот уже в небольших количествах приводят к существенному замедлению или практически полному подавлению коррозии [11].

Применение ингибитора позволит увеличить срок службы оборудования и снизить вероятность попадания ионов железа в кислотный состав, о негативных последствиях которых говорилось ранее.

В данной работе рассматривались ИК, реализуемые на рынке под торговыми марками «ИКУ-118», «Сi-300» и «Prod Сi-300». Исследования проводились с использованием

гравиметрического метода, а именно определялась потеря массы пластинок стали после удаления продуктов коррозии.

Стальные пластинки (сталь марки 3) зачищают мелкозернистой шлифовальной бумагой, измеряют и определяют их площадь, протирают спиртом для удаления грязи, обертывают фильтровальной бумагой и высушивают в шкафу при 30-40 °С в течение 15 минут. Затем пластины взвешивают на аналитических весах с точностью до 0,0001 г и опускают в исследуемые кислотные составы на специальных некорродирующих подвесах (нитях). Для каждого кислотного состава проводится два параллельных эксперимента. Объем требуемого для эксперимента кислотного состава берется равным 100 мл. После того, как стальные пластины опущены в исследуемый кислотный состав, их оставляют в нем на срок в 8 часов при пластовой температуре (105 °С). По истечению заданного времени пластины вынимают, промывают дистиллированной водой, протирают спиртом, фильтровальной бумагой, высушивают в сушильном шкафу в течение 15 минут, затем взвешивают так же с точностью до 0,0001 г.

Скорость коррозии определяется по формуле:

$$V_{кор} = \frac{m_1 - m_2}{S \cdot t},$$

где m_1 – масса пластины до опыта, г;

m_2 – масса пластины после опыта, г;

S – площадь пластины, м²;

t – время, ч;

$V_{кор}$ – скорость коррозии, г/м²·час.

Определяется коэффициент замедления коррозии ингибитором и степень защиты ингибитором от коррозии [10]. Коэффициент замедления показывает, во сколько раз уменьшается скорость коррозии в результате действия ингибитора. Этот коэффициент вычисляется по формуле:

$$\gamma = \frac{i}{i^*},$$

где i и i^* – скорости коррозии без ингибитора и в присутствии соответственно.

Степень защиты от коррозии, характеризующая полноту подавления коррозии, рассчитывается по формуле:

$$z = \frac{i - i^*}{i} \cdot 100\%,$$

Результаты исследований с массовыми концентрациями ингибиторов 0,01; 0,05; 0,1; 0,25 и 0,5 % в составе 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД + 5 % Глюконат натрия приведены на в таблице 4.

Таблица 4

Результаты исследований ингибиторов коррозии

Ингибитор коррозии	Концентрация ингибитора коррозии, масс. %				
	0,01	0,05	0,1	0,25	0,5
	Коэффициент замедления коррозии ингибитором				
Ci-300	29,09	40,56	3,61	6,97	8,27
Prod Ci-300	3	111,47	220,5	230,65	368,69
ИКУ-118	100,77	110,49	126,63	плохая растворимость	
	Степень защиты от коррозии, %				
Ci-300	96,56	97,53	72,3	85,66	87,91
Prod Ci-300	66,67	99,1	99,55	99,57	99,73
ИКУ-118	99	99,09	99,21	плохая растворимость	

Составлено авторами

Из полученных результатов видно, что наибольшей эффективностью характеризуются Prod Ci-300 и ИКУ-118. Необходимо отметить, что ИКУ-118 уже в концентрации 0,01 масс. % позволяет получить значение степени защиты от коррозии в 99 % при 105 °С. Если оценивать данный ИК по предложенной в [12] классификации, то он попадает в 3 группу эффективности из 7 (где 7 – худшая) в рассматриваемой концентрации. В то время как Prod Ci-300 отмечается похожей эффективностью при увеличении его концентрации в 5 раз, что соответственно увеличивает и стоимость КО с его применением.

Обобщая полученные результаты в качестве ингибитора коррозии для разрабатываемого кислотного состава выбран ИКУ-118. Конечный состав выглядит следующим образом: 4 % HCl + 6 % HCOOH + 1 % Нефтенол ВВД + 5 % Глюконат натрия + 0,01 % ИКУ-118.

После подбора специальных добавок в кислотный состав, он был проверен на совместимость с пластовым флюидом, а именно с нефтью баженовской свиты по общепринятой методике ТНК-ВР.

В одной прозрачной баночке с плотно закрывающейся крышкой объемом 100 мл смешивают 50 мл анализируемого кислотного состава с 50 мл устьевого пробы нефти, в другой 75 и 25 мл, а в третьей 25 и 75 мл. Также смешивают 50 мл нейтрализованного карбонатом кальция кислотного состава с 50 мл нефти. Во все кислотные составы необходимо добавить раствор хлорида железа (III). Из расчета 2,5 мл раствора с содержанием 10 г Fe³⁺ на 50 мл кислоты. Все баночки закрываются крышкой тщательно встряхивают на протяжении 30 секунд и помещают в термощкаф на 30 мин. После этого содержимое баночки визуально оценивается на разделение фаз и проливается через сито с размером ячейки 160-200 меш. Эксперименты проводятся при пластовой температуре.

Совместимыми считаются составы, которые имеют довольно четкий раздел фаз после термостатирования и не образуют осадков и эмульсий с нефтью.

Разработанный кислотный состав успешно прошел тест на совместимость с нефтью баженовской свиты. Он не образует эмульсий и осадка при взаимодействии с нефтью. Отмечается четкая граница раздела фаз во всех баночках при визуальном анализе и полностью фильтруется через сито, что говорит о совместимости с пластовым флюидом (рис. 5).



Рисунок 5. Результаты теста на совместимость нефти баженовской свиты с разработанным кислотным составом (составлено авторами)

Таким образом, разработан кислотный состав, который отвечает современным требованиям к технологическим жидкостям для проведения эффективных кислотных обработок в низкопроницаемых коллекторах сложного строения. В основу данного состава входит смесь минеральной и органической кислот (4 % HCl + 6 % HCOOH), обладающая низкой скоростью реакции и вероятностью выпадения труднорастворимых осадков с породами коллектора при высоких значениях пластовой температуры. Также подобраны специальные добавки и их оптимальные концентрации (1 % Нефтенол ВВД + 5 % Глюконат натрия + 0,01 % ИКУ-118), которые обеспечивают составу: 1) высокую проникающую способность и облегченное извлечение продуктов реакции при освоении; 2) отсутствие осадкообразования, особенно ионов железа, в процессе реакции кислоты с минералами пласта-коллектора и на всех этапах движения кислоты в ходе операции; 3) низкую коррозионную активность; 4) совместимость с пластовыми флюидами.

Заключение

Результаты проведенных исследований показали, что последовательный подбор компонентов кислотного состава с соблюдением всех необходимых требований приводит к ожидаемому положительному результату.

Компания «Акрибия Лаб» обладает необходимыми компетенциями, опытом и надежными партнерами для выполнения работ «под ключ» в области интенсификации притока флюидов на сложных объектах с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами.

ЛИТЕРАТУРА

1. Подбор кислотного состава для низкопроницаемых высокоглинистых пластов баженовской свиты (часть 1) [Электронный ресурс] / В.Т. Литвин, А.Р. Фарманзаде, М.С. Орлов // Интернет-журнал Науковедение. – 2015. – Т. 7. – № 5. – Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/214TVN515.pdf>.
2. Литвин В.Т. Обоснование технологии интенсификации притока нефти для коллекторов баженовской свиты с применением кислотной обработки: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 25.00.15 / Литвин Владимир Тарасович. – Санкт-Петербург, 2016. – 131 с.
3. Литвин В.Т. Кислотная обработка призабойной зоны пласта баженовской свиты после проведения гидроразрыва пласта / Стрижнев К.В., Шевчук Т.Н., Роцин П.В. // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 4. – С. 70-73.
4. Assem A.I. Formation Damage Due To Iron Precipitation In Carbonate Rocks [Электронный ресурс] / A.I. Assem, H.A. Nasr-El-Din, C.A. De Wolf // SPE European Formation Damage Conference & Exhibition. – 2013. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/165203-MS>.
5. Taylor K.C. Laboratory Evaluation of Iron-Control Chemicals for High-Temperature Sour-Gas Wells [Электронный ресурс] / K.C. Taylor, H.A. Nasr-El-Din, J.A. Saleem // SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. – 2001. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/65010-MS>.
6. Dill W.R. Iron Control in the Appalachian Basin [Электронный ресурс] / W.R. Dill, G. Fredette // SPE Eastern Regional Meeting. – 1983. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/12319-MS>.
7. Rady A. Iron Precipitation in Calcite, Dolomite and Sandstone Cores [Электронный ресурс] / A. Rady, H.A. Nasr-El-Din // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – 2015. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/176574-MS>.
8. Токунов В.И. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 711 с.
9. Rabie A.I. Sodium Gluconate as a New Environmentally Friendly Iron Controlling Agent for HP/HT Acidizing Treatments [Электронный ресурс] / A.I. Rabie, H.A. N. ElDin // SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference. – 2015. – Режим доступа: <http://dx.doi.org/10.2118/172640-MS>.
10. Цыганков В.А. Разработка кислотных составов для низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенным содержанием карбонатов: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук: 02.00.11 / Цыганков Вадим Андреевич. – Москва, 2011. – 162 с.
11. Иванов Е.С. Ингибиторы коррозии металлов в кислых средах: справочник / Е.С. Иванов. – М.: Металлургия, 1986. – 173 с.
12. Афанасьев А.С. Унификация оценок эффективности технических ингибиторов коррозии металлов / А.С. Афанасьев // Защита металлов. – 1968. – Т. 4. – № 3. – С. 344-345.

Litvin Vladimir Tarasovich

LLC Akribia Lab, Samara, Russia
E-mail: org@akribialab.com

Ryazanov Arseny Alekseevich

JSC RITEK, Beloyarskiy, Russia
E-mail: aaryazanov@ritekbel.ru

Selection of components acid composition for the low-permeability clay layers high Bazhenov Formation

Abstract. During the time, production rate of producing wells and injectability of injectors are reduced. On objects with reserves difficult to recover and non-conventional reserves, this process proceeds more rapidly. This leads to the need to increase or bring up filtration characteristics of bottomhole formation zone to achieve a project targets.

In the article the question of selection of special additives in acid composition for improving its quality indicators is considered. Such additives include reducer of boundary tension at the «oil-acid composition" interface, the corrosion inhibitor and iron-stabilizing additive. These components of the acid composition increase its permeability to the reservoir, facilitate the removal of the reaction products of the treated object, reduce the corrosion activity of acids in regards to ground and underground equipment and also prevent the precipitation of difficult and insoluble sediments.

The authors carried out a literary analysis on the basis of which a group of laboratory studies was formed to select the optimal components of the acid composition and concentrations of these additives in percentage correlation

The studies were navigated using standard methods and modern laboratory equipment. The results obtained showed that of the four surfactants considered, only one of them was able to provide an boundary tension value of less than 1 mN/m. Both for active acid composition and neutralized pH > 5. The authors also compared the manufacturability of corrosion inhibitors, including foreign ones. The best results were shown by the domestic product, which cope with its task by 99 % at a high temperature – 105 °C.

The results of the navigated studies showed that a consecutive set of components of acid composition with observance of all necessary requirements leads to the expected positive result.

Keywords: Bazhenov Formation; unconventional resources; acidizing; shale oil; high reservoir temperature; acid; sludging