

УДК: 622.276.4; 622.276.6; 622.279.4; 622.279.6

Стимуляция терригенных коллекторов по межтрубному пространству добывающих скважин

Stimulation of Terrigenous Reservoirs Annulus for Producing Wells

М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.Ф. Давлетшина, О.Ю. Ефанова,
Российский государственный университет нефти и газа имени
И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»

M. Silin, L. Magadova, L. Davletshina, O. Efanova

Аннотация

Основной целью кислотной обработки в терригенном коллекторе является улучшение продуктивности скважин путем растворения загрязнений в призабойной зоне пласта.

Предлагается поэтапная технология и реагенты для обработки терригенных коллекторов через добывающие скважины по межтрубному пространству, которая будет способствовать более полной обработке ПЗП и удалению продуктов из скважины.

Abstract

The main purpose of the acid treatment in terrigenous reservoirs is to improve the productivity of wells by dissolving the impurities in the bottomhole formation zone.

It is proposed phased technology and reagents for the treatment of terrigenous reservoirs through production wells on the annulus, which contribute to a more complete treatment of the bottomhole formation zone and the removal of products from the well.

Ключевые слова: кислотная обработка в терригенном коллекторе, ПАВ, АСПО, сухокислотный состав, Нефтенол К.

Keywords: acid treatment in terrigenous reservoirs, surfactants(SAA), deposits of asphalts, resins, and paraffins, acidic composition, Nephthenol K.

Основной целью кислотной обработки в терригенном коллекторе является улучшение продуктивности скважин путем растворения «загрязнений» в призабойной зоне пласта. В настоящее время применяется множество новых технологий с использованием кислотных

составов для различных геолого-физических условий.

При проведении кислотных обработок терригенных коллекторов необходимо уделять особое внимание рецептуре состава и технологии закачки. В процессе взаимодей-



ствия кислоты с терригенной составляющей могут образовываться осадки, вызывающие кольматацию пласта, что снижает эффективность процесса кислотной обработки. Таким образом, перед проведением работ необходимы исследования по анализу составов, их физико-химические характеристики для подбора оптимальной кислотной композиции. В составы необходимо добавлять ПАВы для снижения межфазного натяжения на границе кислотного состава и углеводородной жидкости, уменьшения возможности контакта воды с активными ионами глин, улучшения выноса из коллектора диспергированных частиц (что будет способствовать лучшему освоению скважин после кислотной обработки), а также ингибиторы – для уменьшения скорости коррозии стали и стабилизаторы – для уменьшения вторичного осадкообразования.

В нашей работе были взяты пробы из добывающих скважин ОАО «Татнефть», эксплуатирующих терригенные пласты. Проведен анализ этой продукции и изучена совместимость пластовых флюидов с кислотными составами, применяемыми для стимуляции работы добывающих скважин.

Пробы продукции, полученные из добывающих скважин, содержат большое количество АСПО, которые в большей мере представлены парафинами (рисунок 1). При взаимодействии с различными кислотными составами такие нефти могут давать эмульсии и осадки, которые будут вызывать кольматацию ПЗП. Для увеличения эффективности технологий интенсификации с применением кислотных обработок необходимо сначала растворить отложения АСПО (или хотя бы разрыхлить их), присутствующие как в скважине, так и в пористой среде, а затем с помощью кислотных составов удалить кольматанты с последующим выносом из скважины. Проведение предварительной промывки скважин водным раствором ПАВ позволяет решить обе проблемы одновременно. Как следует из рисунка 1, водный раствор, содержащий 4% Нефтеноло К марки «НК-20» позво-

ляет снизить содержание парафинов, смол и асфальтенов в составе АСПО.

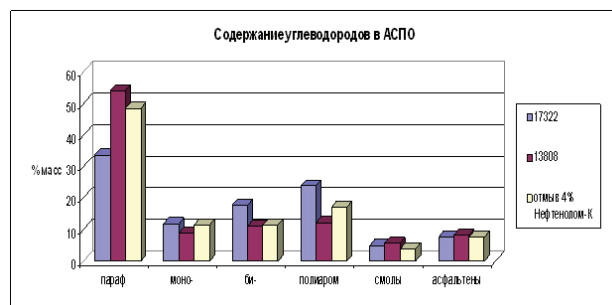


Рисунок 1 – Групповой состав АСПО в нефти Ромашкинского месторождения: скважины № 17322 (бобриковский горизонт) и 13808 (девонский горизонт), а также после обработки АСПО, выделенных из нефти девонского горизонта (скважина 13808) солянокислотным составом, содержащим 4% Нефтеноло К марки «НК-20»



Рисунок 2 – АСПО, выделенные из пробы нефти девонского горизонта (скважина 13808) методом холодного стержня



Нефтенол К [2] позволяет решить и еще одну задачу, возникающую при кислотных обработках, проблему образования стойких эмульсий и осадков при контакте нефти с кислотными составами. В лабораториях НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проводились исследования по изучению данной проблемы. Бралась образцы нефтей и изучалось их взаимодействие при смешении с кислотой, с последующим проливанием через сито размером в 200 меш. Например, при пропускании через мелкоячеистое сито смеси 15%-й ингибированной соляной кислоты (HCl), не содержащей ПАВ, с нефтью обнаруживается большой осадок АСПО (рисунок 3). Тот же эксперимент с добавлением в кислоту Нефтенола К марки «НК-20» не дает осадка, и сито остается чистым (рисунок 4).



Рисунок 3 – Осадок АСПО после взаимодействия 15%-й ингибированной HCl (без ПАВ) с нефтью



Рисунок 4 – Взаимодействие 15%-й ингибированной HCl с добавкой 4% об. Нефтенола К марки «НК-20» с нефтью (нет осадков АСПО)

Из результатов многочисленных экспериментов, проводимых в НОЦ «Промысловая химия» при РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, следует, что как легкие, так и более тяжелые нефти образуют при взаимодействии с растворами соляной кислоты большое количество осадков. Добавка 4–5% об. Нефтенола К марки «НК-20» позволяет снять проблему образования осадков и ускорить процесс разделения эмульсий.

В процессе работы были исследованы различные составы на основе органических и неорганических кислот, определены их физико-химические характеристики и подобраны оптимальные концентрации кислот и ПАВ. Разработана и применяется сухокислотная композиция, предназначенная для кислотной обработки терригенных коллекторов с целью увеличения производительности добывающих скважин. Сухокислотный состав содержит два компонента: сухокислоту «СК-А» и модификатор «СК-А». В случае применения сухокислотной композиции при обработке терригенных коллекторов происходит постепенное выделение фтористоводородной кислоты и органических солей-буферов, которые, гидролизуясь, выделяют ионы водорода и постоянно поддерживают pH до полной нейтрализации фтористоводородной кислоты, препятствуя выпадению осадков.

Как следует из таблицы 1, разработанный ПАВ-кислотный состав на основе 7,5% сухокислоты «СК-А», 1,5% модификатора «СК-А», 1% Нефтенола К марки «НК-20» и 0,2% ингибитора коррозии «ИКУ-118» удерживает большее количество вторичных осадков после нейтрализации, не образует эмульсии и осадков при взаимодействии с нефтью, отмывает большее количество АСПО, обладает низкой скоростью коррозии стали и замедленной скоростью реакции с кварцевой составляющей коллектора, что ведет к более глубокому проникновению кислотного состава вглубь пласта и обработке отдаленных зон, а низкое межфазное натяжение на границе кислоты с углеводородами будет способствовать луч-



Таблица 1– Результаты сравнительных физико-химических исследований кислотных составов

Состав	Предельное содержание FeCl ₃ , при котором отсутствует осадкообразование, г/л	Эмульсии	Фильтруемость	Межфазное натяжение, мН/м	Отмыв АСПО, %	Скорость коррозии, г/м ² *час	Скорость растворения	
							0,5 ч	279
HCl-12% инг. HF –5%	0,5	есть	осадок на сетке	18,54	56	0,19	1 ч	284
							5 ч	279
							0,5 ч	120
HCl-12% инг. HF –3%	0,3	нет	осадок на сетке	17,67	61	0,18	1 ч	32
							5 ч	73
							0,5 ч	20
ПАВ-кислотный состав	0,9	нет	сетка чистая	1,9	77	0,17	1 ч	38
								217

шему освоению скважины после обработки и притоку нефти из пласта.

Проведенные эксперименты по определению основного состава нефтей терригенных отложений, представленных ОАО «Татнефть» для анализа, показали высокое содержание парафинистых фракций в составе проб. Это говорит о том, что предварительно необходимо обрабатывать терригенные коллекторы, а также забой скважины до проведения кислотных обработок с тем, чтобы снять существующую пленку АСПО с породы для дальнейшего воздействия непосредственно на силикатную составляющую пласта разработанным кислотным составом. В качестве такого раствора предлагается использовать раствор, содержащий 3% хлорида аммония NH₄Cl и 1% раствор Нефтенола К марки «НК-20» в пресной воде.

Согласно литературным источникам, пластовая вода Ромашкинского месторождения характеризуется высокой минерализацией, что свидетельствует о наличии в пласте и подземном оборудовании отложений солей, которые являются источниками загрязнений (кольматантами). Эти отложения должны быть растворены более щадящими кислотами, чем соляная кислота, так как технология стимуляции терригенных коллекторов добывающих скважин ПАВ-кислотным составом по межтрубному пространству предполагает

применение колтюбинговой установки при подвешенном на колонне НКТ штанговом насосе.

В пласте содержится также карбонатная составляющая, которая будет взаимодействовать с разработанным составом и расходовать ПАВ-кислотный состав на основе сухокислоты «СК-А», модификатора «СК-А», Нефтенола К марки «НК-20» и ингибитора коррозии «ИКУ-118», объектом воздействия которого является алюмосиликатная составляющая коллектора.

Для повышения эффективности кислотной стимуляции пласта предлагается поэтапная обработка пластов:

1) ПАВ-кислотным составом на основе сухокислоты «СК-ТК 4», состоящей из 6% СК-ТК 4; 4% Нефтенола К марки «НК-20» и 0,05% ингибитора коррозии «ИКУ-118». Эта композиция необходима для снятия пленки АСПО, растворения солевых отложений и сведения к минимуму «холостых» трат на растворение карбонатов следующей пачки – ПАВ-кислотного состава [2];

2) ПАВ-кислотным составом на основе 7,5 % сухокислоты «СК-А»; 1,5% модификатора «СК-А»; 1% Нефтенола К марки «НК-20» и 0,2% ингибитора коррозии «ИКУ-118», предназначенным для обработки более отдаленных зон коллектора и растворения терригенной составляющей пласта.



Предлагаемая поэтапная технология обработки терригенных коллекторов через добывающие скважины по межтрубному пространству колтюбинговой установкой при подвешенном штанговом насосе будет способствовать более полной обработке ПЗП и удалению продуктов из скважины.

В таблице 2 приведены результаты удаления АСПО при поэтапном воздействии.

Таблица 2 – Отмыв АСПО, полученных методом холодного стержня, различными кислотными составами

Состав (раствор на основе пресной воды)	% удаленных АСПО
3% NH_4Cl ; 1% Нефтенол К марки «НК-20»	72
6,0% сухокислота «СК-ТК 4»; 1% Нефтенол К марки «НК-20»; 0,05% ингибитор коррозии «ИКУ-118»	75
7,5% сухокислота «СК-А»; 1,5% модификатор «СКА»; 1% Нефтенол К марки «НК-20»; 0,2% ингибитор коррозии «ИКУ-118»	77

Используемые в технологии реагенты выпускаются в промышленном масштабе и разрешены к применению в нефтяной промышленности. Работы проводятся силами ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» согласно утвержденным планам и в соответствии с временной инструкцией.

Эффективность кислотной обработки скважины с применением ПАВ-кислотного состава на основе сухокислоты «СК-А», модификатора «СК-А», многофункционального ПАВ Нефтенол К марки «НК-20» и ингибитора коррозии «ИКУ-118» оценивается по увеличению дебита скважины через месяц после обработки, так как в течение месяца скважина должна отдать излишки воды и выйти на заданный рабочий режим. ■

литература

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