

Ш.А. Гафаров, И.З. Денисламов, А.Р. Гильманов (Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Российская Федерация)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭМУЛЬСЕПОДАВЛЯЮЩЕГО РЕАГЕНТА

Shamil A. Gafarov, Ildar Z. Denislamov, Albert R. Gilmanov (Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation)

INCREASING THE EFFICIENCY OF WELLS ACID TREATMENT BASED ON THE USE OF AN EMULE SUPPRESSING REAGENT

Введение

Одной из проблем при солянокислотных обработках скважин является образование эмульсий нефти с активными и нейтрализованными растворами кислот. Образование нефтекислотных эмульсий приводит к многочисленным осложнениям, к которым относятся повышение давления закачки кислоты в пласт, ухудшение выноса отработанных продуктов реакции, замедление освоения скважины и др. Возникает необходимость в получении таких составов кислотных растворов, которые не образуют либо уменьшают образование нефтекислотных эмульсий.

Цели и задачи

С целью подавления нефтекислотных эмульсий было предложено добавление в кислотный состав реагента EROA. Прежде чем использовать модернизированный состав кислотного раствора в промысловых условиях, необходимо провести исследования по изучению влияния реагента EROA на эмульсеобразование.

Background

One of the problems in hydrochloric acid treatment of wells is the formation of oil emulsions with active and neutralized acid solutions. The formation of oil-acid emulsions leads to numerous complications, which include an increase in the pressure of acid injection into the reservoir, a deterioration in the removal of waste reaction products, a slowdown in the development of a well, etc. There is a need to obtain such compositions of acid solutions that do not form or reduce the formation of oil-acid emulsions.

Aims and Objectives

In order to suppress oil-acid emulsions, it was proposed to add the EROA reagent to the acid composition. Before using the upgraded composition of the acid solution in the field, it is necessary to carry out studies to study the effect of the EROA reagent on emulsion formation.

Результаты

Экспериментальные работы показали, что содержание реагента EROA в составе кислоты позволяет эффективно разрушать эмульсию, при этом оптимальной концентрацией реагента EROA в составе кислотно-го раствора является концентрация 0,2 % масс.

Внедрение реагента EROA в промышленных условиях на 3-х скважинах Арланского месторождения позволило снизить давление закачки кислоты в пласт на 16 %, увеличить коэффициенты продуктивности по нефти, сократить время освоения скважин.

Results

Experimental work has shown that the content of the EROA reagent in the acid composition makes it possible to effectively destroy the emulsion, while the optimal concentration of the EROA reagent in the acid solution is 0.2 wt%.

The introduction of the EROA reagent in the field at 3 wells of the Arlanskoye field made it possible to reduce the acid injection pressure into the formation by 16 %, increase the oil productivity factors, and reduce the well development time.

Ключевые слова: солянокислотная обработка; призабойная зона скважины; кислотный состав; нефтекислотная эмульсия; ингибитор эмульсеобразования

Key words: hydrochloric acid treatment; bottomhole zone of the well; acid composition; oil-acid emulsion; emulsification inhibitor

Кислотная обработка призабойной зоны скважины (ПЗС), как показала практика, является одним из распространенных физико-химических методов воздействия на пласт. Простота технологии соляно-кислотной обработки (СКО), относительная дешевизна используемых кислотных растворов, высокая эффективность - вот те составляющие, которые уже 100 лет заставляют производителей активно использовать метод.

Применение метода увеличивает коэффициент продуктивности скважин за счет растворения пород-карбонатов, удаления отложений неорганических солей, механических примесей, привнесенных из пласта, а также попавших в ПЗС в процессе разбухания, вскрытия и освоения скважины.

Известно, что закачка кислотных растворов в пласт сопровождается негативными явлениями, снижающими эффект от производимой СКО [1-6]. К ним относятся образование солей, смолистых сгустков, неполное удаление продуктов реакции из-за высокого коэффициента поверхностного натяжения на границе «нефть - нейтрализованный раствор

кислоты», коррозия нефтепромышленного оборудования и другие.

Отрицательным явлением при СКО скважин является образование нефтекислотной эмульсии как в самой скважине в процессе ее закачки (скважина недостаточно промыта от нефти), так и в обрабатываемом пласте. Образование эмульсии:

1. повышает давление закачки кислоты в пласт, замедляет скорость подачи ее в ПЗС, уменьшает глубину проникновения активной кислоты в пласт;

2. из-за крупной дисперсности глобул кислоты в составе эмульсии она не проникает в нефтенасыщенные участки пласта с низкой проницаемостью, что уменьшает охват пласта кислотной обработкой;

3. ухудшает процесс удаления продуктов реакции из-за высокой вязкости эмульсии, затрудняет и замедляет освоение скважины после кислотной обработки.

Возникает необходимость в получении таких составов кислотных растворов, которые не образуют либо уменьшают образование нефтекислотных эмульсий.

В данной работе предлагается *ингибированный кислотный состав с содержанием химического вещества EROA*¹ (в дальнейшем реагент) способного подавлять или уменьшать образование нефтекислотной эмульсии. Перед использованием модернизированного солянокислотного раствора в промысловых условиях были выполнены лабораторные исследования по установлению ингибирующих свойств предлагаемого реагента.

Исследования проводились в 3-х направлениях:

1. определение коэффициента поверхностного натяжения σ на границе «нефть - модернизированный кислотный состав»;
2. исследование кислотного состава с EROA на способность образования эмульсии при контакте с нефтью;
3. определение оптимальной концентрации реагента EROA в кислотном растворе.

В качестве объекта исследования был выбран продуктивный пласт Арланского месторождения.

В опытах использовалась дегазированная нефть указанного пласта, свойства и состав которой приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физические свойства и состав используемой в экспериментах нефти

Наименование показателя	Значение
Плотность при 20 °С, кг/м ³	860,8
Вязкость при 20 °С, мПа с	20,5
Массовое содержание высокомолекулярных компонентов, %	
- асфальтенов	4,52
- парафинов	2,43
- смол	15,78

¹ Примечание: тип и состав EROA с коммерческой точки зрения не расшифровываются

Нефть в экспериментах контактировала с двумя видами кислотных растворов - с 15 %-ым ингибированным раствором соляной кислоты (HCl) с содержанием реагента EROA, и для сравнения опыты одновременно проводились с базовым ингибированным раствором HCl той же концентрации без содержания EROA. Так как кислотные растворы, попадая в пласт, нейтрализуются, опыты проводились и с нейтрализованными кислотными растворами тех же составов и концентраций, что и активные. Температура в опытах соответствовала пластовой (24 °С).

Как было отмечено выше, образование нефтекислотной эмульсии наблюдается при высоких значениях поверхностного натяжения на границе «нефть - активный (нейтрализованный) раствор кислоты».

Применительно к Арланскому месторождению были выполнены опыты по оценке σ на границе контактируемых жидкостей. Измерение поверхностного натяжения производили на сталагмометре. Коэффициент поверхностного натяжения σ вычисляли по формуле [7]:

$$\sigma = V_n \cdot (\rho_{к.р.} - \rho_n) \cdot K, \quad (1)$$

где V_n - объем вытесненной из капилляра нефти;

$\rho_{к.р.}$, ρ_n - соответственно плотности раствора кислоты и нефти;

K - постоянная прибора.

Результаты исследования представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Из анализа результатов исследований видно, что коэффициенты поверхностного натяжения нефти на границе с активным и нейтрализованным базовым кислотными растворами имеют достаточно высокие для образования эмульсии значения - 44,6 и 51,3 мН/м.

Добавление реагента в указанные растворы в очень незначительных дозах приводит к снижению поверхностного натяжения для активных растворов до 0,51 мН/м, нейтрализованных - до 1,9 мН/м.

Таблица 2. Результаты определения поверхностного натяжения

№ кислотного состава	Содержание реагента EROA, % об.	Значение σ на границе «нефть - кислотный состав»
1. Активные растворы кислот		
1	0,0	44,6
2	0,005	3,8
3	0,02	2,1
4	0,05	1,3
5	0,10	1,0
6	0,20	0,51
2. Нейтрализованные растворы кислот		
1	0,0	51,3
2	0,005	11,2
3	0,02	8,3
4	0,05	3,1
5	0,10	2,4
6	0,20	1,9

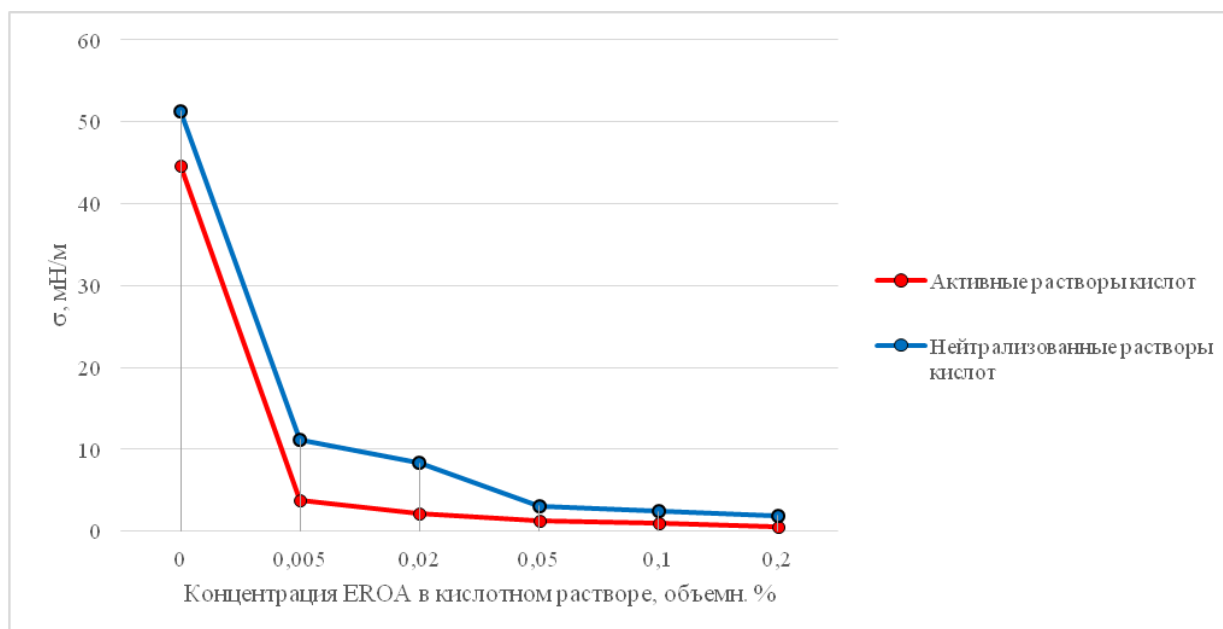


Рисунок 1. Зависимость коэффициента поверхностного натяжения на границе «нефть - кислотный раствор» от концентрации реагента в кислотном растворе

Исследование активного и нейтрализованного кислотного состава с EROA на способность к образованию эмульсий при контакте с нефтью и оценку оптимальной концентрации реагента в растворе производили с той же нефтью при пластовых условиях.

Смешивание нефти с кислотными растворами проводилось при помощи специального аппарата. Интенсивность смешения соответствовала перепадам давлений (репрессия, депрессия), которые наблюдаются на месторождении при закачке кислоты и освоении скважины. Смешение продолжалось до тех пор, пока эмульсия не становилась однородной. Соотношения смешиваемых объемов соляной кислоты и нефти в опытах составляли 25 : 75, 50 : 50, 75 : 25. Влияние добавок реагента EROA на время жизни эмульсии оценивали визуально в течении 4 ч. Выбранный промежуток времени разложения эмульсии равен времени от момента закачки кислотного раствора в ПЗС до освоения скважины после кислотной обработки.

Результаты проведенных исследований представлены в таблице 3.

Экспериментальные работы показали, что применение реагента EROA позволяет эффективно разрушать эмульсии. Вероятно, молекулы реагента EROA обладают более высокой поверхностной активностью, чем природные стабилизаторы эмульсий. Попадая в гидрофобную (обратную) эмульсию, они адсорбируются на бронируемой оболочке глобул кислоты, ослабляют и разрушают ее, способствуя слиянию капель растворов кислоты.

Каждая применяемая концентрация EROA способна дестабилизировать эмульсию. Однако кислотный раствор с содержанием 0,2 % EROA показал лучший результат, эффективность деэмульгирования достигла 100 % по сравнению с другими концентрациями.

Учитывая результаты опытов по изменению σ при контакте «нефть - кислотный активный и нейтрализованный раствор», реагент EROA можно рекомендовать для использования при кислотных обработках на месторождениях, где отмечается эмульсообразование.

Для подтверждения лабораторных исследований на залежи Арланского месторождения были подобраны три скважины - № 1174, № 11481Г, № 279 со средней обводненностью продукции скважин 17 %.

Скважины впервые были обработаны по технологии простой соляно-кислотной обработки с использованием базового ингибированного 15 %-го раствора кислоты. При закачке кислоты отмечалось увеличение давления закачки до 23 %. После воздействия кислотой скважины длительное время выходили на установившийся режим работы (до 3-х сут.). Отобранные пробы жидкостей на приеме скважинного насосного оборудования показали наличие устойчивой нефтекислотной эмульсии. К этому времени произошло снижение дебитов скважин в среднем по жидкости на 36,5 %, по нефти - на 33,3 %. Обводненность продукции составила 24 %.

Затем на тех же скважинах по истечении 1,5 лет вновь по той же технологии были проведены соляно-кислотные обработки, но с добавлением EROA. Эффективность соляно-кислотных обработок оценивали по приросту жидкости и нефти после воздействия раствором кислоты с содержанием реагента EROA, а также по коэффициентам продуктивности скважин (таблица 4). Полученные результаты показали, что добавление в кислотные растворы реагента способствовало снижению давления закачки кислоты в пласт в среднем на 16 %, увеличению дебитов скважин по нефти на 43-209 %, а коэффициентов продуктивности скважин - в 4-5 раз. Процент разрушения эмульсий «нефть - нейтрализованные продукты реакции» в отобранных при освоении скважин пробах в среднем составил 62 %. Более чем в 2 раза сократилось время освоения скважины.

Таким образом, на основании лабораторных и промысловых исследований можно утверждать, что эффект от солянокислотной обработки с содержанием реагента EROA объясняется более динамичным, глубоким проникновением кислотного раствора в пласт, из-за уменьшения образования эмульсии при закачке кислоты в ПЗС в процессе ее нахождения в пласте, а также в более полном удалении из пласта продуктов реакции.

Таблица 3. Динамика расслоения исследуемых кислотных эмульсий без и с содержанием реагента EROA

Соотношение объемов в эмульсии «кислота : нефть»	Содержание реагента в кислотной растворе, % масс.	Степень расслоения эмульсии (%)		
		через 0,5 ч	через 2,0 ч	через 4,0 ч
1. Активные растворы кислот без EROA				
25 : 75	0	72	-	93
50 : 50	0	0	0	0
75 : 25	0	0	-	24
2. Активные растворы кислот с содержанием EROA				
50 : 50	0,1	0	41	68
50 : 50	0,2	20	73	100
3. Нейтрализованные растворы кислот с содержанием EROA				
50 : 50	0,1	0	31	52
50 : 50	0,2	12	67	83

Таблица 4. Результаты обработок ПЗС раствором соляной кислоты с содержанием реагента EROA (0,2 %).

№	Номер скважины	Эксплуатационный объект	$\Delta q_{ж}/q_{ж}$ 100 %	$\Delta q_{н}/q_{н}$ 100 %	$\Delta K_{прод.ж}/K_{прод.ж}$ 100 %
1	2	3	4	5	6
1	11743	C2ks-pd	267	143	432
2	11481Г	C2ks-pd	339	125	534
3	279	C2ks-pd	544	309	468
Среднее значение			383,3	192,3	478
<p>Примечания:</p> <p>$\Delta q_{ж}/q_{ж}$ - отношение прироста дебита жидкости после СКО ($\Delta q_{ж}$) к дебиту жидкости до СКО ($q_{ж}$);</p> <p>$\Delta q_{н}/q_{н}$ - отношение прироста дебита нефти после СКО ($\Delta q_{н}$) к дебиту нефти до СКО ($q_{н}$);</p> <p>$\Delta K_{прод.ж}/K_{прод.ж}$ - отношение прироста (коэффициента продуктивности по жидкости после СКО ($\Delta K_{прод.ж}$) к коэффициенту продуктивности по жидкости до СКО ($K_{прод.ж}$).</p>					

Выводы

Проведенный комплекс исследований позволил сделать следующие выводы.

1. Добавление реагента EROA в кислотный раствор приводит к снижению σ на границе раздела «нефть - активный кислотный раствор» до 0,51 мН/м, «нефть - нейтрализованный кислотный раствор» до 1,9 мН/м, что снижает вероятность образования эмульсии. При этом наиболее оптимальной концентрацией является концентрация EROA 0,2 % масс.

2. Испытания на деэмульсацию показали, что содержание реагента в кислотных растворах даже в малых дозах приводит к разрушению нефтекислотных эмульсии.

Оптимальная концентрация реагента в растворе составила 0,2 % масс. Реагент приводит к разрушению сольватных оболочек на границе «нефть - кислотный раствор», тем самым способствуя расслоению эмульсии.

3. Обработки скважин с использованием реагента оказались успешными. Отмечались снижение давления закачки кислоты в пласт на 16 %, увеличение коэффициента продуктивности скважин по нефти, сокращение времени освоения скважин.

Полученные положительные результаты позволяют рекомендовать реагент EROA для использования при кислотных обработках скважин Арланского месторождения и на других залежах с подобными геолого-физическими свойствами и условиями.

Список литературы

1. Логинов В.Г., Гарифуллин Ш.С. Руководство по кислотным обработкам скважин. М.: Недра, 1966. 219 с.
2. Глушченко В.Н., Силин М.А. Нефтепромысловая химия: В 5 Т. Кислотная обработка скважин. М.: Интерконтакт Наука, 2010. Т. 4. 703 с.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 120 с.
4. Акимкин А.В., Гафаров Ш.А., Фоломеев А.Е., Загиров Р.Р., Никулин В.Ю. Совершенствование технологии кислотного воздействия для условий месторождений Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2019. № 2. С. 52-56. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-52-56.
5. Чулкова А.О., Прочухан К.Ю., Шафикова Е.А., Апракимова Г.И., Прочухан Ю.А. Эффективность деэмульгаторов в процессе разрушения нефтекислотных эмульсий // Нефтепромысловое дело. 2016. № 7. С. 26-29.
6. Давлетшина Л.Ф., Толстых Л.И., Михайлова П.С. О необходимости изучения особенностей поведения углеводородов для повышения эффективности кислотных обработок скважин // Территория «Нефтегаз». 2016. № 4. С. 90-97.
7. Гафаров Ш.А. Физика нефтяного и газового пласта. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. 89 с.

References

1. Loginov V.G., Garifullin Sh.S. *Rukovodstvo po kislotnym obrabotkam skvazhin* [Well Acidizing Guide]. Moscow, Nedra Publ., 1966. 219 p. [in Russian].
2. Glushchenko V.N., Silin M.A. *Neftpromyslovaya khimiya: V 5 T. Kislotnaya obrabotka skvazhin* [Oilfield Chemistry: In 5 Volumes. Acid Well Treatment]. Moscow, Interkontakt Nauka Publ., 2010, Vol. 4. 703 p. [in Russian].
3. Silin M.A., Magadova L.A., Tsygankov V.A., Mukhin M.M., Davletshina L.F. *Kislotnye obrabotki plastov i metodiki ispytaniya kislotnykh sostavov* [Reservoir Acidizing and Acid Systems Test Methods]. Moscow, RGU нефти i gaza im. I.M. Gubkina Publ., 2011. 120 p. [in Russian].
4. Akimkin A.V., Gafarov Sh.A., Folomeev A.E., Zagirov R.R., Nikulin V.Yu. *Sovershenstvovanie tekhnologii kislotnogo vozdeistviya dlya uslovii mestorozhdenii Respubliki Bashkortostan* [Improving the Efficiency of Matrix Acidizing for Bashkortostan Oil Fields]. *Neftyanoe khozyaistvo - Oil Industry*, 2019, No. 2, pp. 52-56. DOI: 10.24887/0028-2448-2019-2-52-56. [in Russian].
5. Chulkova A.O., Prochukhan K.Yu., Shafikova E.A., Aprakimova G.I., Prochukhan Yu.A. *Effektivnost' deemul'gatorov v protsesse razrusheniya neftekislotnykh emul'sii* [Demulsifiers Efficiency when Breaking Oil-Acid Emulsions]. *Neftpromyslovoe delo - Oilfield Engineering*, 2016, No. 7, pp. 26-29. [in Russian].
6. Davletshina L.F., Tolstykh L.I., Mikhailova P.S. *O neobkhodimosti izucheniya osobennostei povedeniya uglevodorodov dlya povysheniya effektivnosti kislotnykh obrabotok skvazhin* [About Reliance on Analysis of Hydrocarbons Behavior for Improvement of the Acidizing Effectiveness]. *Terri-*

toriya «Neftegaz» - Oil and Gas Territory, 2016, No. 4, pp. 90-97. [in Russian].

7. Gafarov Sh.A. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of Oil and Gas Reservoir]. Ufa, UGNTU Publ., 2016. 89 p. [in Russian].

Авторы

• Гафаров Шамиль Анатольевич, д-р техн. наук
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Профессор кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: gafarov_shamil@mail.ru

• Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн.
наук, доцент
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Доцент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Гильманов Альберт Раилевич
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
Студент кафедры «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газонефтяных месторождений»
Российская Федерация, 450064, г. Уфа,
ул. Космонавтов, 1
e-mail: albert.gilmen@mail.ru

The Authors

• Gafarov Shamil A., Doctor of Engineering Sciences
Ufa State Petroleum Technological University
Professor of Oil and Gas-Oil Fields Design
and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: gafarov_shamil@mail.ru

• Denislamov Ildar Z., Candidate of Engineering
Sciences, Associated Professor
Ufa State Petroleum Technological University
Assistant Professor of Oil and Gas-Oil Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: denislamoviz@mail.ru

• Gilmanov Albert R.
Ufa State Petroleum Technological University
Student of Oil and Gas-Oil Fields
Design and Exploitation Department
1, Kosmonavtov str., Ufa, 450064,
Russian Federation
e-mail: albert.gilmen@mail.ru