

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ НЕФТИ НА ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СКВАЖИНАХ

К.Н. АЛЕГИН, главный геолог, ООО «ВETERАН»

В настоящее время сомневаться в техническом прогрессе геологоразведки не приходится, так как в этом секторе достаточно как экономического, так и интеллектуального потенциала для открытия новых перспективных нефтегазовых запасов на территории Российской Федерации. Зачастую открытые новые нефтегазовые залежи имеют глубокое залегание продуктивных пластов с большими температурами и пластовым давлением. Повышенная пластовая температура (более 65 °С) влияет на снижение глубины обработки пласта кислотными составами за счет преждевременной нейтрализации КС в призабойной зоне, а также на скорость коррозии металла оборудования, используемого для выполнения закачки КС в пласт. По своим физико-химическим свойствам нефть, добываемая с больших глубин залегания продуктивного пласта, содержит большое количество смол и асфальтенов, которые при взаимодействии из-за своей несовместимости со стандартным КС склонны к осмолению в условиях высоких температур, могут образовывать стойкие нефтекислотные эмульсии, что приводит к образованию и выпадению тяжелых, плохо растворимых осадков в процессе выполнения работ по кислотной обработке пласта.

Мировой опыт кислотных обработок скважин с высокой пластовой температурой продуктивных коллекторов показывает, что для получения большей эффективности от СКО необходимо применение кислотных составов замедленного действия и использование потокоотклоняющих технологий. Применение стандартного кислотного состава на этих скважинах не приносит положительного эффекта, а напротив, влечет за собой осложнения в виде разрушения цементного камня за эксплуатационной колонной, создания стойкой нефтекислотной эмульсии и выпадения тяжелых отложений, осложняющих процесс освоения скважины для отбора продуктов реакции, что в дальнейшем приводит к кольматации призабойной зоны скважин (ПЗП) и снижению продуктивности.

На рынке нефтесервисных услуг очень мало кислотных составов, отвечающих необходимым требованиям (замедленная реакция, потокоотклоняющие свойства) для закачки их в высокотемпературные продуктивные пласты с целью повышения нефтеотдачи. Большинство имеющихся составов – иностранного производства. Они или недоступны к применению из-за введенных ограничений, или

являются дорогостоящими, что делает их менее привлекательными.

В процессе эксплуатации скважины по различным причинам происходит ухудшение фильтрационных характеристик ПЗП, что обуславливает основную задачу нефтедобычи – поддержание призабойной зоны пласта (ПЗП) в состоянии, позволяющем максимально полно использовать потенциальные возможности пласта. Характеристики ПЗП имеют значительное количественное и качественное влияние на процесс притока нефти к забоям добывающих скважин. Восстановление коллекторских свойств продуктивного пласта является актуальной проблемой в нефтедобыче, большое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, которые позволяют восстановить, а зачастую и улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин.

Основным способом воздействия на пласты с целью повышения продуктивности скважин карбонатных коллекторов являются солянокислотные обработки.

Для проведения солянокислотной обработки на скважинах с трещиноватыми, трещинно-поровыми коллекторами с целью равномерного воздействия на матрицу породы рекомендуется применение отклоняющих составов. В качестве отклоняющих составов широко используются растворы полимеров (полиакриламид, полиакрилонитрил, крахмал, ксантан и т. д.), вязкие растворы ПАВ, эмульсии обратного типа. Наиболее безопасными (для продуктивных коллекторов) и эффективными отклонителями являются бесполимерные вязкие жидкости с углеводородной фазой, т. е. обратные эмульсии. Обратный тип эмульсий обеспечивает широкие функциональные возможности по реологическим характеристикам получаемых эмульсий. Для исключения рисков, связанных со снижением продуктивности добывающей скважины после проведенной СКО, рекомендуется применение в технологии закачки КС обратных кислотных эмульсий.

Кислотный состав КАЭ представляет собой кислотно-ароматическую эмульсию (КАЭ), являющуюся смесью соляной (плавиковой) кислоты с реагентами (эмульгатор, ингибитор коррозии, стабилизатор железа, загущающий компонент). Данный состав предназначен для направленной глубокой обработки пласта высокотемпературных скважин путем

отключения последующих порций кислотного состава в менее проницаемые участки. Состав содержит высокотемпературные ингибиторы коррозии, стабилизатор железа, а также загущающий комплекс ПАВ, придающий системе высокую вязкость и хорошую стабильность даже при высоких температурах. Динамическая вязкость КАЭ может регулироваться в диапазоне 100–1000 сПз и выше, вплоть до малотекучего состояния. Входящий в состав эмульгатора углеводородный растворитель обеспечивает мощное действие на пласт, полную совместимость кислоты с нефтями даже в условиях высоких температур, что является недостижимой задачей для обычных составов, поскольку последние не могут предотвратить сильное осмоляющее действие соляной кислоты на нефти при высоких температурах. Данный состав не является уникальным в плане производства и при необходимости его можно приготовить силами любых сервисных компаний. КАЭ разрушается при воздействии кислоты с породой и притоком нефти.



Рисунок 1 – Внешний вид КАЭ

КАЭ, кроме основных требований, предъявляемых к КС для высокотемпературных коллекторов, замедленной реакции КС с породой и потокоотклоняющих свойств, имеет ряд преимуществ:

- высокую технологичность процесса приготовления;
- отличные отклоняющие свойства;
- бесполимерную основу, не кольматирует пласт;
- полную совместимость с пластовыми флюидами и соляной кислотой;
- регулируемую вязкость в широком диапазоне;
- способность набирать вязкость при смешивании с пластовой водой;
- разжижение при смешивании с нефтью, что сильно снижает блокировку нефтеносных участков пласта;
- блокирование водоносных участков пролонгированное, сохраняющееся еще около двух месяцев после закачки, что снижает обводненность добываемой продукции;
- всесезонность закачки.

Тестирование КАЭ на стабильность

Для того чтобы более полно приблизить условие тестирования КАЭ на стабильность

при нагревании 95 °С в течение 30 минут к промышленным условиям (в скважине), сверху к КАЭ осторожно наливают воду (водопроводную) в равном с КАЭ количестве (50 мл), тем самым проводится изоляция КАЭ от окисления, после чего данная бинарная система ставится в баню. Результат тестирования КАЭ на стабильность в условиях отсутствия кислорода воздуха представлен на рис. 2.



Рисунок 2 – Вид баночек после тестирования КАЭ на стабильность в течение 30 минут при температуре 95 °С с добавлением сверху воды

Примечание к рис. 2: КАЭ при нагревании практически не темнеет ввиду окисления воздухом, пузыри в слое КАЭ не образуются.

Тестирование на распад КАЭ

Для разделения КАЭ на фазы предлагается проводить дополнительный тест на развал КАЭ



Рисунок 3 – Вид разделенной КАЭ после тестирования на ее распад при добавлении карбоната кальция в течение 30 минут при температуре 95 °С

при действии на нее карбонатной породы. Для этого к КАЭ, нагретой до 95 °С в течение 30 минут, постепенно при перемешивании стеклянной палочкой добавляют расчетное количество карбоната кальция. При этой температуре происходит полное срабатывание соляной кислоты и разделение КАЭ на водную и органическую части. Результат тестирования представлен на рис. 3

Примечание к рис. 3: КАЭ при

нагревании с карбонатом кальция дает бурную реакцию, приводящую к полному распаду КАЭ на органическую и водную части, исходной эмульсии или иной не остается.

Тестирование на скорость распространения коррозии

Подготовка к тесту:

1. Приготовили образцы трубы НКТ согласно стандарту ОАО «Роснефть».
2. Приготовили раствор кислотной композиции на 2000 ppm.
3. Поместили пластину в раствор КАЭ 10% 2000 ppm на 12 часов при температуре 93 °С.

Вес пластинки, гр		Потеря, гр
ДО	ПОСЛЕ	
44,7841	44,7301	0,0540

Для определения скорости распространения коррозии находим общую площадь образца. Она равна 31,0974 см².

Скорость коррозии = Потеря веса:общая площадь.

В норме – не больше 0,009765 г/см² при температуре забоя ниже 93 °С.

Данное тестирование подтверждает, что при использовании КАЭ скорость коррозии металла более чем в 3 раза ниже, чем при стандартном КС.

Тестирование на растворение образца мрамора в кислотных составах КАЭ-10% и HCl-10%

Подготовка и проведение теста: подготовили КАЭ-10% и HCl-10%. Образец мрамора, предварительно вымытый дистиллированной

водой и высушенный в течение 30 минут в сушильном шкафу при $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$ в количестве двух штук, измерили, взвесили и поместили в исследуемые растворы при $t = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$. Время нахождения образцов в кислотных составах равнялось пяти минутам. После этого кубики мрамора доставались, промывались 0,5 Н раствором щелочи и дистиллированной водой, высушивались в сушильном шкафу при $t = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$, охлаждались в эксикаторе 20 минут и взвешивались. Скорость растворения мрамора в КАЭ-10% составила 0,0034 г/см²-мин, в HCl-10% составила 0,0994 г/см²-мин. На основании проведенного исследования мы видим, что скорость растворения мрамора в составе КАЭ-10% почти в 30 раз меньше, чем в HCl-10%.

На основе проведенных многочисленных лабораторных испытаний, тестов, а также проведенных работ можно сделать вывод, что технологии по интенсификации нефтедобычи и повышения нефтеотдачи пластов с применением обратных эмульсий, в том числе КАЭ, помогут обеспечить эффективную разработку трудноизвлекаемых, в том числе остаточных, запасов нефти и будут являться перспективными направлениями в нефтедобыче. ☺

ЛИТЕРАТУРА

1. Последние новости геологоразведки. Режим доступа: <https://neftegaz.ru/news/Geological-exploration/>
2. Вахрушев С.А. Совершенствование комбинированных технологий нефтеизвлечения кислотным воздействием в высокотемпературных трещинно-поровых коллекторах: Дис., 2017.
3. Справка о проведении испытаний КАЭ. – ООО «НПЦ «ИНТЕХПРОМСЕРВИС», 2020.
4. Заключение по ЛИ согласно стандартам НК «РОСНЕФТЬ» по проведению кислотных обработок.
5. Технологический регламент проведения работ по обработке призабойных зон нефтяных скважин кислотной-ароматической эмульсией (КАЭ). – ООО «ВЕТЕРАН», 2020.



На снимке: К.Н. Алегину вручается специальный приз «За лучший технологический доклад», учрежденный генеральным спонсором 23-й Международной научно-практической конференции «Колтюбинговые технологии, ГРП, внутрискважинные работы» Группой ФИД