

Подопригора Дмитрий Георгиевич, к.т.н., доцент,
Санкт-Петербургский горный университет
Императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург
Podoprigora Dmitry Georgievich

ИССЛЕДОВАНИЕ АНТИКОРРОЗИОННЫХ СВОЙСТВ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ-РЕАГЕНТОВ ПРИСАДОК ДЛЯ КИСЛОТНЫХ КОМПОЗИЦИЙ

Аннотация: В статье отмечены основные проблемы, которые могут возникать во время проведения кислотных обработок призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин, приводятся требования по скорости коррозии, предъявляемые к промышленно выпускаемым кислотным композициям. Приводятся результаты исследования скорости коррозии основы кислотной композиции при добавлении к ней функциональных реагентов-присадок.

Abstract. The article highlights the main problems that may arise during acid treatments of bottom-hole zones of producing and injection wells, and provides requirements for the rate of corrosion imposed on commercially produced acid compositions. The results of a study of the corrosion rate of the acid composition base when adding functional reagents-additives to it are presented.

Ключевые слова: кислотная обработка, кислотная композиция, скорость коррозии, функциональные реагенты-присадки.

Keywords: acid treatment, acid composition, corrosion rate, functional reagents-additives.

Наиболее доступной и часто проводимой технологической операцией для увеличения коэффициента продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин является солянокислотная или глинокислотная обработка. Солянокислотные обработки применяются при воздействии на карбонатные породы-коллекторы, глинокислотные (смесь HCl и HF) при воздействии на терригенные породы-коллекторы [1].

В настоящее время достаточно хорошо изучены проблемы, которые возникают при проведении данной технологической операции [1, 2, 3]:

1. кислотные композиции являются коррозионно-агрессивными технологическими жидкостями, поэтому при их перевозке в емкостях, перекачки по наземным нефтегазопромысловым коммуникациям, насосно-компрессорным трубам (НКТ) может достаточно быстро наступать износ оборудования;

2. с увеличением пластовой температуры значительно возрастает скорость реакции кислотной композиции с породой;

3. осложнения могут наблюдаться при освоении скважины после проведения кислотной обработки, ввиду высокого межфазного натяжения на границе «нейтрализованная кислотная композиция – углеводородная фаза»;

4. в случае несовместимости кислотной композиции с нефтью того или иного месторождения в поровом пространстве могут образовываться осадки асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и стойкие эмульсии;

5. формирование нерастворимых/малорастворимых осадков в поровом пространстве при взаимодействии кислотных композиций с породообразующими минералами, колматантами, компонентами пластовых флюидов или технологических жидкостей.

С целью предупреждения вышеописанных осложнений, в состав кислотных композиций добавляются функциональные реагенты-присадки (поверхностно-активные вещества (ПАВ); комплексообразователи ионов, дающих осадки; ингибиторы коррозии и т.д.),



которые снижают межфазное натяжение на границе «кислотная композиция-углеводородная фаза», скорость коррозии нефтегазопромыслового оборудования, скорость реакции кислотной композиции с породообразующими минералами, препятствуют образованию нежелательных осадков.

Для промышленно выпускаемых кислотных композиций скорость коррозии не должна превышать значения $0,2 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ и $8,2 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при $80\text{-}100 \text{ }^\circ\text{C}$. Для снижения скорости коррозии до нормативных показателей в состав кислотной композиции добавляются ингибиторы коррозии, но также на этот параметр могут оказывать влияние и другие функциональные реагенты, которые дозируют для снижения межфазного натяжения или комплексообразования ионов, дающих нежелательные осадки [4].

Состав, к которому добавлялись функциональные реагенты-присадки представлял собой смесь 1,5% соляной кислоты (HCl), 12% муравьиной кислоты (HCOOH) и 0,5% бифторида аммония ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF}$), далее будем называть смесь данных компонентов – основа кислотной композиции (КК). Основа КК при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ имела скорость коррозии равную $0,21 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, т.е. значение соответствовало граничному значению скорости коррозии для промышленно выпускаемых КК. Далее исследовалось, какое влияние оказывают на скорость коррозии стальных пластин реагенты, предназначенные для комплексообразования ионов железа (Fe^{3+}) (изоаскорбат натрия – $\text{C}_6\text{H}_7\text{NaO}_6$) и снижения межфазного натяжения на границе «КК-углеводородная фаза» (Смесь катионного и неионогенного ПАВ – гидрофобизатор ГФ-15) [4].

В ходе проведения исследований, выяснилось, что добавление к основе КК 1,5% комплексообразователя ионов железа (изоаскорбат натрия) скорость коррозии снижается с $0,21 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ до $0,08 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Добавление к основе КК 0,1% гидрофобизатора ГФ-15 приводит к снижению скорости коррозии до значения $0,06 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. В конечной рецептуре кислотной композиции присутствуют оба реагента, поэтому также определялась скорость коррозии кислотной композиции в присутствии 1,5% изоаскорбата натрия и 0,1% гидрофобизатора ГФ-15, которая составила $0,07 \text{ г}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Сравнительные результаты скоростей коррозии при $20 \text{ }^\circ\text{C}$ представлены на рисунке 1.

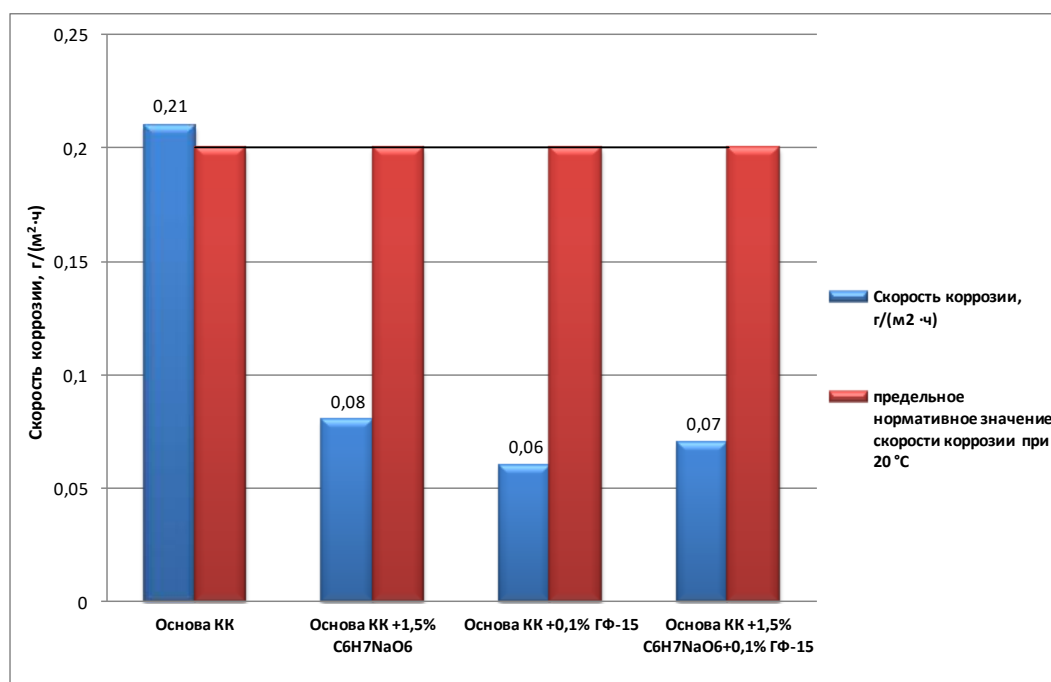


Рисунок 1. Влияние на скорость коррозии функциональных реагентов-присадок



Таким образом можно сделать вывод, что добавление изоаскорбата натрия и гидрофобизатора ГФ-15, приводит к снижению скорости коррозии ниже нормативных значений как по отдельности, так и при совместном использовании в составе кислотной композиции.

Список литературы:

1. Глушченко В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах. – Т.4. Кислотная обработка скважин / В.Н. Глушченко, М.А. Силин; под ред. проф. И.Т. Мищенко – М.: Интерконтакт Наука, 2010. – 703 с.
2. Давлетшина Л.Ф., Магадова Л.А., Силин М.А., Ефанова О.Ю., Исмагилов Ф.З., Ахметшин Р.М. (2009). Кислотная обработка нагнетательных скважин. Старые проблемы-новые решения. Территория нефтегаз, (3), 38-41.
3. Силин М.А., Магадова Л.А., Мариненко В.Н., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Ефанова О.Ю., Мишкин А.Г. (2009). Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважин. Нефтепромысловое дело, (2), 26-30.
4. Подопригора Д.Г. Обоснование технологии кислотного освоения высокотемпературных низкопроницаемых терригенных коллекторов с повышенной карбонатностью: специальность 25.00.17 "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений": диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Подопригора Дмитрий Георгиевич, 2016. – 123 с.

