

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВА КИСЛОТНОГО РАСТВОРА В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.З. Яндарханова, студент

К.С. Сидоров, студент

У.Н. Федорова, студент

А.П. Янукян, канд. экон. наук, доцент

Филиал Тюменского индустриального университета в г. Сургуте
(Россия, г. Сургут)

DOI:10.24412/2500-1000-2023-12-4-47-50

Аннотация. Цель данной статьи – проанализировать опыт применения солянокислотной и глинокислотной обработки прибойной зоны пласта в условиях месторождения Западной Сибири. В работе рассмотрены применяемые методы кислотной обработки: обозначены задачи, для решения которых применяются методы, выявлены негативные последствия кислотных обработок. Предложены варианты усовершенствования составов кислотной обработки с целью повышения эффективности их применения.

Ключевые слова: кислотные растворы, солянокислотная обработка, глинокислотная обработка, состав кислотного раствора, кислотная обработка пласта.

В нефтяной промышленности кислотная обработка прибойной зоны пласта (ПЗП) является одним из наиболее эффективных способов увеличения добычи нефти, поскольку данная методика способна решить ряд проблем и применима на любом этапе разработки залежи.

Кислотная обработка применяется в основном для следующих задач:

- Очистка ПЗП от продуктов загрязнений, которые образовались вследствие широкого применения химических веществ;

- Повышение продуктивности скважин;

- Выравнивание профилей приёмистости добывающих и нагнетательных скважин.

При кислотной обработке ПЗП увеличивается дебит добывающих скважин (или приёмистость нагнетательных) вследствие восстановления изначальной проницаемости пласта в терригенных коллекторах или вследствие образование новых высокопроницаемых каналов в карбонатных коллекторах.

Однако существует ряд следующих негативных последствий:

1. Раскрепление песчаника – при повышенном содержании магниевых и кальциевых минералов в пласте, кислота может уменьшить их связывающие свой-

ства и вызвать раскрепление песчаника, что уменьшит его проницаемости;

2. Повреждение карбонатных минералов – попадая в пласт, кислоты могут разрушать карбонатные минералы (особенно кальциевые карбонаты), что уменьшит его проницаемость;

3. Образование отложений – падение растворимости карбонатных минералов может привести к образованию отложений на стенках скважин и в пласте, что приведет к забиванию и падению проницаемости пласта;

4. Образование нежелательных каналов;

5. Коррозия оборудования;

6. Загрязнение пласта бактериями и различными примесями.

Для начала проанализируем метод интенсификации пласта на рассматриваемом месторождении. За анализируемый период (2014-2018 гг.) на X месторождении для восстановления продуктивности добывающих скважин проводились СКО и ГКО.

СКО проводились в 3 скважинах, разрабатывающих пласты сортымской свиты. Средний объем закачки химических реагентов составил 7 м³. В результате воздействия средний дебит скважин по жидкости (нефти) увеличился с 18 до 26 т/сут при снижении средней обводненности добываемой продукции 32,1 до 16%. Средний

прирост дебита нефти за период действия эффекта оценивается на уровне 4,8 т/сут при средней текущей продолжительности эффекта 235 сут. За счет воздействия дополнительно добыто 3371 т нефти при текущей удельной эффективности 1123 т/скв.-опер.

Глинокислотные ОПЗ проведены в 18 скважинах, которые вскрывают отложения тюменской свиты. Средний объем закачки химических реагентов – 9 м³. В результате воздействий средний дебит скважин по жидкости (нефти) увеличился с 22,2 до 28 т/сут при снижении средней обводненности добываемой продукции 60,7 до 56%. Средний прирост дебита нефти оценивается на уровне 2,8 т/сут при средней текущей продолжительности эффекта 270 сут. За счет ГКО дополнительно добыто 13,77 тыс.т. Нефти при текущей удельной эффективности 725 т/скв.-опер.

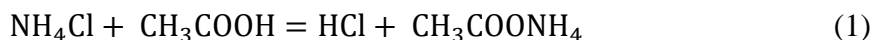
Одним из возможных способов уменьшения негативного влияния кислотной обработки на пласт и увеличения ее эффек-

тивности является усовершенствование кислотного раствора.

В настоящее время к основным реагентам, используемым при обработке прибойной зоны, относятся соляная (хлористоводородная HCl), плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. Также при освоении и интенсификации притока применяют другие кислоты и их смеси: уксусную (CH₃COOH), сульфаминовую (NH₂SO₃H), серную (H₂SO₄), глинокислоту (HCl+HF) и др.

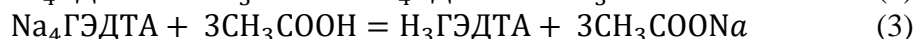
Нами рассмотрена новая смесь кислотного раствора, которая содержит уксусную и фтористоводородную кислоты, включает также трилон В, трилон D, хлористый аммоний и халатные комплексоны. Предложенный раствор способен решить проблему кольматации пор в терригенных коллекторах, содержащих большое количество глинистых минералов и примеси карбонатов.

При взаимодействии элементов раствора (хлористый аммоний и уксусная кислота) образуется соляная кислота.



Реакция обратима, в результате чего происходит постепенная нейтрализация карбонатов и глин выделяющейся соляной кислотой.

Обратимое взаимодействие трилона В и трилона D с уксусной кислотой приводит к образованию ацетата натрия.



Ацетат натрия взаимодействуя с избытком уксусной кислоты проявляет буферные свойства, то есть поддерживает кислотность раствора на необходимом уровне. Для сравнения при использовании кислотных растворов на основе соляной кислоты происходит резкое снижение кислотности.

Выпадение нежелательных осадков контролируется введением в раствор хелатных элементов. Использование двух комплексонов ЭДТА (этилендиаминтетрауксусная кислота) и ГЭДТА (2-оксиэтилендиаминтриуксусная кислота) в составе кислотного раствора позволяет увеличить растворимость комплексонов

в растворе при высокой связывающей способности по железу.

Положительные результаты теоретических и лабораторных исследований предложенного раствора были подтверждены опытно-промышленными испытаниями.

Также в инженерной практике часто встречается использование органических растворителей для повышения эффективности проникновения кислотных растворов в пласт, так как данные вещества повышают растворимость кислот в воде, что улучшает их свойства. Это обусловлено тем, что органические растворители обладают липофильными свойствами, которые

позволяют им проникать в матрицу глинокислотного раствора.

Как показано на рисунке при воздействии на пласт глинокислотного раствора с

органическим растворителем увеличивается его глубина воздействия на 4 раза, при этом эффективность раствора (технология ГКО + ПАВ) повышается до 15%.

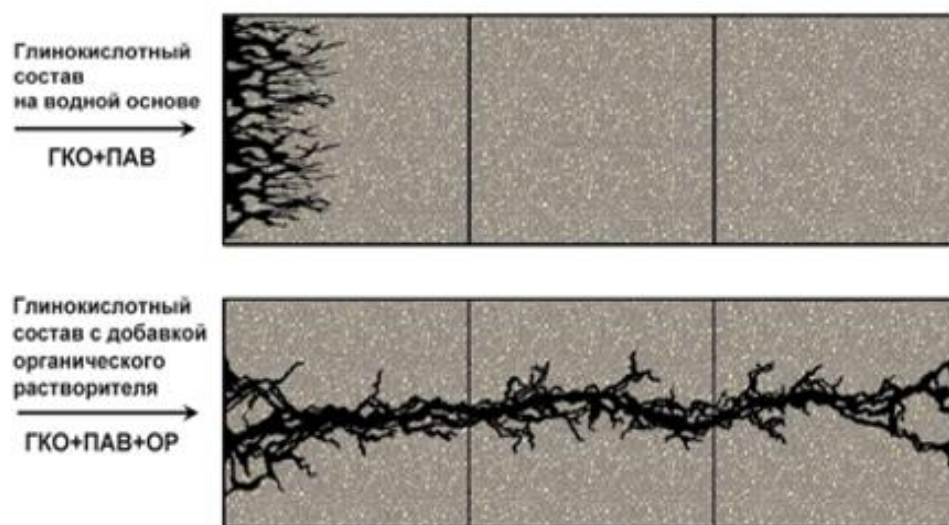


Рис. Сравнение глубин воздействия глинокислотных растворов с и без органических растворителей

В ходе лабораторных испытаний выявлены следующие преимущества использования предложенного метода:

- Снижение массы керна после обработки пласта и улучшенная проницаемость керна по сравнению с традиционной ГКО;

- Органические растворители способны уменьшить образование отложений, таких как отложения сульфата кальция, что способствует снижению проблем, связанных с засорением скважин;

- Увеличение скорости действия глинокислотного раствора за счет увеличения скорости диффузии и реакции в пласте;

- Уменьшение плотности кислот, что позволяет легче их перекачивать, хранить и транспортировать.

Нами рассмотрены некоторые возможности усовершенствования состава кислотных обработок прибойной зоны пласта: использование органических растворителей и добавление в состав раствора слабой кислоты. Данные методы увеличения эффективности кислотной обработки прибойной зоны пласта доказаны не только теоретически, но и практически.

Библиографический список

1. Карапетов Р.В. Оптимизация состава для кислотной обработки прибойной зоны терригенного пласта. – 2017. – 211 с.
2. Подбор основы кислотного состава и специальных добавок для обработки прибойной зоны пласта Баженовской свиты / В.Т. Литвин, П.В. Роцин, А.Р. Фарманзаде // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – №3-4 (34). – С. 68-72.
3. Влияние межфазного натяжения и константы распределения в системе «вода – углеводород» на нефтewытесняющие свойства спиртов / В.В. Мазаев, Н.Ю. Третьяков, Н.А. Лавренова // Вестник Тюменского государственного университета. – 2004. – №3. – С. 14-21.
4. Силин М.А. Кислотные обработки пластов и методики испытания кислотных составов. – М.: РГУ нефти и газа имени ИМ Губкина. – 2011. – Т. 120.
5. Справочник химических методов увеличения нефтеотдачи: Справочное пособие. – Сургут: Рекламно-издательский информационный центр «Нефть Приобья» ОАО «Сургутнефтегаз», 2012. – 312 с.

**IMPROVING THE COMPOSITION OF AN ACID SOLUTION
IN WESTERN SIBERIA****M.Z. Yandarhanova**, *Student***K.S. Sidorov**, *Student***U.N. Fedorova**, *Student***A.P. Yanukyan**, *Candidate of Economic Sciences, Associate Professor***Branch of Tyumen Industrial University in Surgut****(Russia, Surgut)**

***Abstract.** The purpose of this article is to analyze the experience of using hydrochloric acid and clay acid treatment of the bottomhole formation zone (BFZ) in the conditions of the Western Siberian field. The work examines the methods used for acid treatment of BFZ: the tasks for which the methods are used are identified, and the negative consequences of acid treatments are identified. Options for improving acid treatment compositions are proposed in order to increase the efficiency of their use.*

***Keywords:** acid solutions, hydrochloric acid treatment, clay acid treatment, acid solution composition, formation acid treatment.*