

Предлагаемый способ относится к области нефтедобычи и может быть использован при повышении нефтеотдачи методами физико-химического воздействия на пласт.

Известен способ снижения концентрации сероводорода в нефтеносном пласте [1] путем закачки через скважину воды, содержащей бактерицидную добавку, которая губительно действует на сульфат-восстанавливающие бактерии, продуцирующие сероводород в пласте.

Недостатком известного способа является то, что разрушение сульфат-восстанавливающих бактерий не приводит к уменьшению объема уже имеющего в призабойном пространстве сероводорода, в том числе реликтового, поэтому положительный эффект достигается только через несколько месяцев.

Известен способ снижения концентрации сероводорода в нефтеносном пласте [2], путем закачки через скважину водного раствора солей, содержащего катиона аммония, в частности, при растворении нитрата аммония, а также катиона железа, полученный при растворении хлорного и/или хлористого железа (прототип).

Недостатком известного способа являются расход относительно дорогостоящих солей аммония и железа, а также существенное снижение фильтрующей способности пласта вследствие отложения нерастворимых осадков сульфидов железа.

Задачей настоящего изобретения является создание способа, позволяющего уменьшить затраты на снижение концентрации серо-водорода в нефтеносном пласте при сохранении фильтрационной способности последнего.

Поставленная задача решается тем, что в способе снижения концентрации сероводорода в нефтеносном пласте путем закачки через скважину водного раствора солей, содержащего катион аммония взаимодействующий с сероводородом. Водный раствор содержит катион кальция, полученный при растворении, например, нитрата кальция и/или хлорида кальция с концентрацией от предельной растворимости соли при температуре водного раствора во время закачки в скважину и до 8% от величины предельной растворимости соли, причем количество катиона аммония, полученного при растворении соединения аммония с общей формулой NH_4X (где $\text{X}=\text{NO}_3^-, \text{Cl}^-, \text{OH}^-$), составляет от половины до десятой части количества катиона кальция.

Сопоставительный анализ с прототипом показывает, что заявляемый способ отличается от известного тем, что водный раствор содержит катион кальция, полученный при растворении, например, нитрата кальция и/или хлорида кальция с концентрациями от предельной растворимости соли при температуре водного раствора во время закачки в скважину и до 8% от величины предельной растворимости.

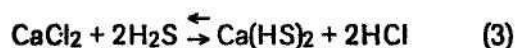
Количество катиона аммония, полученного при растворении соединения аммония с общей формулой NH_4X (где $\text{X}=\text{NO}_3^-, \text{Cl}^-, \text{OH}^-$), составляет от половины до десятой части количества катиона кальция. Сопоставительный анализ с прототипом позволяет сделать вывод, что совокупность приведенных признаков заявляемого изобретения обеспечивает решение поставленной задачи, уменьшение затрат на снижение концентрации сероводорода в нефтеносном пласте за счет использования более дешевых солей кальция и уменьшения использования соли аммония, а также сохранение в большей степени фильтрационной способности пласта за счет большей миграции образуемых нерастворимых осадков сульфидов кальция, имеющих меньший удельный вес и меньшую дисперсность. Кроме того, заявляемое техническое решение является новым и имеет изобретательский уровень.

На чертеже показана схема используемого оборудования.

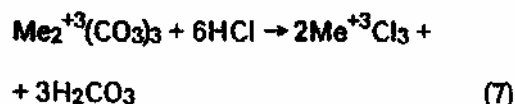
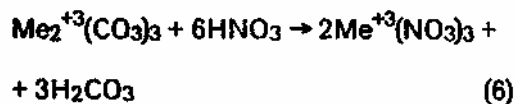
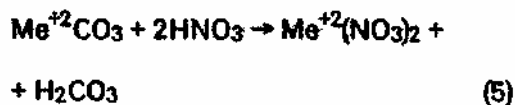
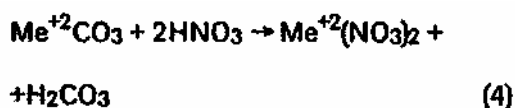
В таблице приведены результаты экспериментов.

Затрубное пространство 1 первой скважины связано через переключающий вентиль 2 с затрубным пространством 3 второй скважины и с компрессором 4, соединенным с емкостью 5. Центральная колонна труб 6 первой скважины связана через переключающий вентиль 7 с центральной колонной труб 8 второй скважины и с насосом 9, соединенным с сепаратором 10, на выходе которого подключен газоанализатор 11. Находящийся в емкости 5 водный раствор, содержащий катион аммония и катион кальция, закачивают с помощью компрессора 4 в затрубное пространство 1, в то время как затрубное пространство 3 второй скважины отсекают вентилем 2. Насосом 9 при отсеченной вентилем 7 центральной колонне труб 6 выкачивают нефть и продукты реакции через центральную колонну труб 8 в сепаратор 10, в котором газ отделяют от жидкости. С помощью газоанализатора 11 контролируют допустимый уровень сероводорода в нефти.

При закачке растворов нитрата аммония, нитрата кальция и хлорида кальция в пласт в начальный момент происходят химические реакции согласно следующим уравнениям



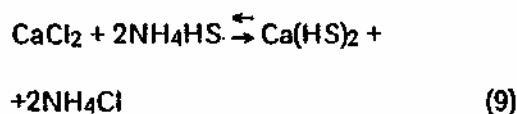
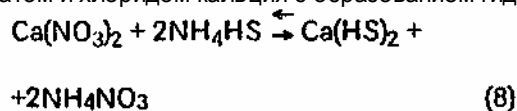
Образовавшийся водный раствор имеет pH в пределах от 3,5 до 6 и взаимодействует с карбонатной породой нефтяного пласта согласно следующих уравнений



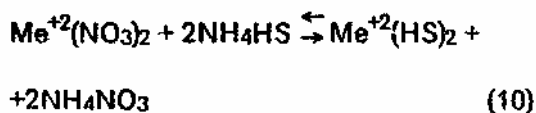
Протекание этих реакций интенсифицирует процесс снижения концентрации сероводорода в нефтеносном пласте, так как образовавшиеся нитраты и хлориды элементов вступают в реакции с сероводородом с образованием растворимых в воде гидросульфидов этих элементов.

В силу химических особенностей катионы некоторых химических элементов вступают в химические реакции с сероводородом только в присутствии катиона аммония, который сначала реагирует с сероводородом с образованием гидросульфида аммония по уравнению (3). Потом гидросульфид аммония вступает во взаимодействие с нитратами или хлоридами металлов с образованием сульфидов этих металлов (или гидросульфидов).

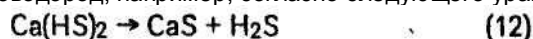
Гидросульфид аммония, образовавшийся согласно уравнению (1) вступает во взаимодействие с нитратом и хлоридом кальция с образованием гидросульфидов и сульфидов согласно уравнениям



Общие уравнения для таких реакций имеют вид:



Часть гидросульфидов разлагается с образованием нерастворимых в воде сульфидов этих элементов и сероводород, например, согласно следующего уравнения



Общий баланс приведенных выше реакций приводит к существенному снижению концентрации сероводорода в нефтяном пласте. Это позволяет снизить коррозионную способность выкачиваемых растворов и вести добычу нефти из тех пластов, которые не эксплуатируются вследствие быстрого разрушения металлических частей оборудования скважины.

Предложенный способ иллюстрируется следующими примерами его использования на участке пласта с одной нагнетательной скважиной и одной добывающей скважиной.

Приемистость нагнетательной скважины составляет 150 м³/сут. Дебит добывающей скважины 80 т/сутки. Содержание сероводорода в продукции добывающей скважины составляет 12,9 мас. %.

Пример 1. На устье нагнетательной скважины готовят раствор содержащий катионы; кальция - 0,6 мас. % и аммония 0,15 мас. % в объеме 30 м³. Затем, закачивают в скважину раствор и продавливают в пласт водой в объеме 7 м³. После этого пускают нагнетательную скважину под закачку воды.

В добывающей скважине после обработки нагнетательной скважины регулярно в течение суток отбирают пробу и определяют в ней содержание сероводорода.

Через пять суток после обработки, содержание сероводорода уменьшилось на 1,65% и составило 11,25 мас. %.

Такое содержание сероводорода в продукции добывающей скважины удерживалось в течение 3-х суток, а потом пошло на повышение и вернулось к прежней концентрации, то есть 12,9%.

После чего в нагнетательную скважину закачивают раствор с концентрацией катиона кальция -0,6%, но с другими концентрациями катиона аммония (0,04%, 0,06%, 0,3% и 0,4%).

В продукции скважины определяют величину, уменьшения концентрации сероводорода и эффективную продолжительность воздействия раствора солей на пласт. Результаты этих экспериментов представлены в таблице.

Пример 2. На устье нагнетательной скважины готовят раствор, содержащий катионы: кальция 1,1 мас.% и аммония 0,35 мас.% в объеме 30 м³. Затем, закачивают в скважину раствор и продавливают в пласт водой в объеме 7 м³. После этого пускают нагнетательную скважину под закачку воды.

В добывающей скважине после обработки нагнетательной скважины регулярно в течение суток отбирают пробу и определяют в ней содержание сероводорода.

Через пять суток после обработки, содержание сероводорода уменьшается на 2,15% и составило 10,75%. Такое содержание сероводорода в продукции добывающей скважины удерживалось в течение 6,5 суток, а потом пошло на повышение и вернулось к прежней концентрации, т.е. 12,9%.

После чего в нагнетательную скважину закачивают раствор с концентрацией катиона кальция 1,1 %, но с другими концентрациями катиона аммония (0,08%, 0,11%, 0,55%, 0,7%).

В продукции добывающей скважины определяют величину уменьшения концентрации сероводорода и эффективную продолжительность воздействия раствора солей на пласт. Результаты этих экспериментов представлены в таблице.

Пример 3. На устье нагнетательной скважины готовят раствор, содержащий катионы: кальция 6,0 мас.%, аммония 1,5 мас.% в объеме 30 м³. Затем закачивают в скважину раствор и продавливают в пласт водой в объеме 7 м³. После этого пускают нагнетательную скважину под закачку воды.

В добывающей скважине после обработки нагнетательной скважины регулярно в течение суток отбирают пробу и определяют в ней содержание сероводорода.

Через пять суток после обработки содержание сероводорода уменьшилось на 8,8% и составило 4,1%. Такое содержание сероводорода в продукции добывающей скважины удерживалось в течение 37 суток, а потом пошло на повышение и вернулось к прежней концентрации, т.е. 12,9%.

После чего в нагнетательную скважину закачивают раствор с концентрацией катиона кальция 6,0%, но с другими концентрациями катиона аммония (0,35%, 0,6%, 3,0%, 4,2%).

В продукции добывающей скважины определяют величину уменьшения концентрации сероводорода и эффективную продолжительность воздействия раствора солей на пласт. Результаты этих экспериментов представлены в таблице.

Пример 4. На устье нагнетательной скважины готовят раствор, содержащий катионы: кальция - 14%; аммония 3,5% в объеме 30 м³. Затем закачивают в скважину раствор и продавливают в пласт водой в объеме 7 м³. После этого пускают нагнетательную скважину под закачку воды.

В добывающей скважине после обработки нагнетательной скважины регулярно в течение суток отбирают пробу и определяют в ней содержание сероводорода.

Через пять суток после обработки содержание сероводорода уменьшилось на 9,9% и составило 3,0.

Такое содержание сероводорода в продукции скважины удерживалось в течение 47 суток, а потом пошло на повышение и вернулось к прежней концентрации, т.е. 12,9%. После чего в нагнетательную скважину закачивают раствор с концентрацией катиона кальция 14%, но с другими концентрациями катиона аммония (1,0%, 2,4%, 7,0% и 8,5%).

В продукции добывающей скважины определяют величину уменьшения концентрации сероводорода и эффективную продолжительность воздействия раствора солей на пласт. Результаты этих экспериментов представлены в таблице.

Пример 5. На устье нагнетательной скважины готовят раствор содержащий катионы: кальция 18%, аммония 5,0% в объеме 30 м³. Затем закачивают в скважину раствор и продавливают в пласт водой в объеме 7 м³. После этого пускают нагнетательную скважину под закачку воды.

В добывающей скважине после обработки нагнетательной скважины регулярно в течение суток отбирают пробу и определяют в ней содержание сероводорода. Через пять суток после обработки содержание сероводорода уменьшилось на 8,75 мас.% и составило 3,15%.

Такое содержание сероводорода в продукции скважин удерживалось в течение 46 суток, а потом пошло на повышение и вернулось к прежней концентрации, т.е. 12,9%.

После этого в нагнетательную скважину закачивают раствор с концентрацией катиона кальция 18%, но с другими концентрациями катиона аммония (1,0%, 2,8%, 9,0%, 11,0%).

В продукции добывающей скважины определяют величину уменьшения концентрации сероводорода и эффективную продолжительность воздействия раствора солей на пласт. Результаты этих экспериментов представлены в таблице.

| № п/п | Объем раствора, м ³ | Состав закачиваемо- го раствора, мас. % | | Концентрация серо- водорода в продук- ции скважины, мас. % | | Кoeffиц. филътра- ции, млд | Продол- жительно- ность эффекта, сутки |
|----------|--------------------------------------|--|------------------------------|--|----------------------------------|----------------------------------|--|
| | | Ca ⁺⁺ | NH ₄ ⁺ | до закач- ки раство- ра | после за- качки рас- твора | | |
| 1 | 30,0 | 0,6 | 0,04 | 12,9 | 11,4 | 600 | 3,0 |
| 2 | 30,0 | 0,6 | 0,06 | 12,9 | 11,3 | 600 | 3,0 |
| 3 | 30,0 | 0,6 | 0,15 | 12,9 | 11,25 | 603 | 3,5 |
| 4 | 30,0 | 0,6 | 0,3 | 12,9 | 11,2 | 602 | 4,0 |
| 5 | 30,0 | 0,6 | 0,4 | 12,9 | 11,1 | 600 | 4,0 |
| 6 | 30,0 | 1,1 | 0,08 | 12,9 | 10,8 | 600 | 5,5 |
| 7 | 30,0 | 1,1 | 0,11 | 12,9 | 10,8 | 585 | 6,0 |
| 8 | 30,0 | 1,1 | 0,35 | 12,9 | 10,75 | 585 | 6,5 |
| 9 | 30,0 | 1,1 | 0,55 | 12,9 | 10,5 | 579 | 7,0 |
| 10 | 30,0 | 1,1 | 0,7 | 12,9 | 10,2 | 583 | 8,0 |
| 11 | 30,0 | 6,0 | 0,35 | 12,9 | 6,7 | 566 | 30,0 |
| 12 | 30,0 | 6,0 | 0,6 | 12,9 | 5,9 | 564 | 34,0 |
| 13 | 30,0 | 6,0 | 1,5 | 12,9 | 4,1 | 567 | 37,0 |
| 14 | 30,0 | 6,0 | 3,0 | 12,9 | 3,1 | 563 | 39,0 |
| 15 | 30,0 | 6,0 | 4,2 | 12,9 | 3,05 | 559 | 39,5 |
| 16 | 30,0 | 14,0 | 1,0 | 12,9 | 5,3 | 521 | 43,0 |
| 17 | 30,0 | 14,0 | 2,4 | 12,9 | 4,8 | 517 | 45,0 |
| 18 | 30,0 | 14,0 | 3,5 | 12,9 | 3,0 | 516 | 47,0 |
| 19 | 30,0 | 14,0 | 7,0 | 12,9 | 2,9 | 519 | 49,0 |
| 20 | 30,0 | 14,0 | 8,5 | 12,9 | 3,0 | 508 | 49,0 |
| 21 | 30,0 | 18,0 | 1,0 | 12,9 | 5,35 | 491 | 43,0 |
| 22 | 30,0 | 18,0 | 2,8 | 12,9 | 4,7 | 475 | 43,0 |
| 23 | 30,0 | 18,0 | 5,0 | 12,9 | 3,15 | 468 | 46,0 |
| 24 | 30,0 | 18,0 | 9,0 | 12,9 | 3,1 | 458 | 46,0 |
| 25 | 30,0 | 18,0 | 11,0 | 12,9 | 3,2 | 458 | 45,0 |

