

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам обработки призабойной зоны скважин.

Прототипом изобретения является состав для обработки призабойной зоны скважины, содержащий гидроокись щелочного металла, эмульгатор и углеводородный растворитель [1].

Данный состав эффективен для удаления асфальто-смолисто-парафиновых отложений с металлических поверхностей (трубы, резервуары и т.д.).

Однако состав не может быть применен для обработки призабойной зоны скважин, призабойная зона которых закольматирована глинистыми частичками, асфальто-смолистыми и парафиновыми образованиями или связанной водой. Вызвано это следующим.

Состав имеет высокое поверхностное натяжение и не может уменьшить капиллярное давление в порах продуктивного пласта. В связи с этим состав имеет низкую проникаемость в продуктивных отложениях.

Задачей изобретения является уменьшение сил поверхностного натяжения на границе нефть-вода-горная порода.

Эта задача достигается в результате того, что в составе для обработки призабойной зоны скважины, содержащем гидроокись щелочного металла, эмульгатор и углеводородный растворитель, дополнительно содержится метанол при следующем соотношении компонентов, мас, %:

Гидроокись щелочного	
металла	5,0–10,0
Эмульгатор	3,0–5,0
Метанол	1,0–3,0
Углеводородный раст-	
воритель	Остальное

За счет низкого поверхностного натяжения такой состав имеет повышенную проникаемость. Кроме физического воздействия на материал, закупоривающий поры продуктивного пласта, предлагаемый состав оказывает и химическое воздействие, вступая в реакцию с глинистым материалом и породой скелета пласта. Так как данный состав имеет высокую подвижность и проникающую способность, то достигается обработка призабойной зоны на значительную глубину. В последующем при освоении обработанной скважины продукты реакции (также за счет высокой подвижности состава) выносятся на поверхность из всей обработанной зоны. Поэтому достигается высокая эффективность обработки.

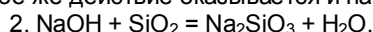
Состав применяют следующим образом.

В емкость равномерно разливают применяемый состав. Этот состав закачивают в скважину в ее призабойную часть и залавливают в пласт под давлением. Скважину оставляют под давлением для реагирования, например, на 24 часа и после этого ее пускают в работу.

Эффект при обработке данным составом достигается за счет следующего: метанол понижает силы поверхностного натяжения на границе нефть-вода. Это благоприятно влияет на удаление связанной воды (находящейся в микропорах продуктивного пласта и блокирующей его). Кроме этого, при попадании молекул метанола на породу продуктивного пласта, происходит обезвоживание глинистого материала (как попавшего при бурении на глинистом растворе, так и находящегося там в виде цемента). Обезвоживание вызывает появление трещин между агрегатами глинистых частиц и зернами породы. По трещинам улучшается проникновение состава в глубину пласта, а в процессе дальнейшей работы скважины - проникновение воды (в нагнетательной скважине) или облегчается прохождение нефти (в нефтяной скважине).

Эмульгатор-стабилизатор ЭС-2 способствует стабилизации действия названного состава, улучшает эмульгирование его компонентов в углеводородном растворителе, обеспечивает их более равномерное распределение. Улучшает процессы эмульгирования в пласте, что тоже способствует улучшению проникаемости в обрабатываемой части пласта.

Применение гидроксида натрия или калия позволяет из глинистых частиц "удалить" кварцевый материал, такое же действие оказывается и на кремнесодержащие породы. Реакция идет по такой схеме:



Силикат Na_2SiO_3 является хорошим эмульгатором, хорошо растворимым в воде, и не смешивается в углеводородной среде. А так как SiO_2 являются связующими звеньями в глинистых частицах, то связь между частицами нарушается, а окислы металлов (например Al_2O_3 и др.), оказавшиеся вне молекулярной связи с другими элементами глинистой молекулы, превращаются в мелкодисперсные частицы и легко выносятся по каналам нефтяного пласта в момент циркуляции. В результате улучшается процесс очистки призабойной зоны скважины.

Диспергированию разрушенных частиц и др. помогает следующее. Так как в углеводородном растворителе всегда имеются нафтеновые кислоты, то в результате взаимодействия гидроксида натрия (или калия) образуются соли нафтеновых кислот, являющиеся поверхностно-активными веществами.

Эти ЛАВ являются очень активными и диспергирующими веществами, снижают адгезию частиц (глинистых, асфальто-смолистых и др.) и горной породе. В результате разрушается корочка из таких частиц, оставшаяся после бурения освоения или в нагнетательных скважинах от засорения скважины при нагнетании недостаточно очищенной воды. А в нефтяных - корочка образуется от прилипания парафина, асфальто-смолистых и др. частиц).

В процессе воздействия гидроксида натрия на метанол образуются алкоголяты, снижающие межфазное натяжение скважиной жидкости до $8-10 \text{ эрг/м}^2$. Это дополнительно повышает эффективность действия на названные корочки и прилипания к порам продуктивного пласта частицы. Это приводит к увеличению проникаемости, т.е. и приемистости скважины.

Образовавшиеся вышеперечисленные ПАВ и метанол хорошо распределяются в углеводородном растворителе (нефти и др.), поэтому получается однородная смесь и не отслаивается. Такая смесь при попадании в нее продуктов реакции "не засоряет" и не закупоривает поры пласта при прокачивании ее по

пласту.

Углеводородный растворитель (конденсат, нефть и др.) растворяет асфальто-смолисто-парафиновые материалы, которые закупорили поры пласта. Растворение ускоряется наличием метанола и гидроксида натрия или калия за счет снижения межфазного натяжения на границе фаз: нефть-раствор щелочи.

Пример: Способ применили при обработке призабойной зоны на скважине №82-А Анастасьевка.

Данные по скважине: Эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм опущена на глубину 4701 м. Интервал деформации: 4482-4557 м. На скважине нет приемистости. Призабойная зона загрязнена глинистым раствором. Продуктивные отложения представлены терригенными отложениями: песчаник с аргиллитом. Забойная температура 127°C .

Состав применили следующим образом.

Приготовили 6 м^3 раствора при следующем содержании компонентов: нефти 5140 л., щелочи NaOH - 600 л, 40% концентрации, эмульгатора -- стабилизатора ЭС-2 240 л и метанола 120 л. Все это тщательное перемешали в мерниках агрегата путем замкнутой циркуляции и продавили нефтью на забой скважины. Приготовленный раствор задавали в продуктивный пласт при давлении 300 кгс/см^2 и скважину остановили на 24 часа для реагирования. После этого скважину освоили с помощью газлифта и получили приток нефти 15 тонн в сутки.

Преимущества предлагаемого изобретения.

1. Состав позволяет эффективно обрабатывать как нефтяные, так нагнетательные скважины с терригенными коллекторами, сложенными глинистыми породами и кремнийсодержащими, имеющими низкую проницаемость, с наличием парафина и др. Особенно эффективен на больших глубинах с забойной температурой больше 120°C , где кислотные растворы не могут быть применены из-за их малой активности в таких условиях.

2. Технология применения состава проста и не требует переподготовки персонала.

3. Применяемые материалы недефицитны.

Состав прошел лабораторные и промысловые испытания в Ахтырском НГДУ и принят здесь для внедрения техсоветом НГДУ 10.06.94 г.