

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности к способам обработки прискваженной зоны продуктивных пластов, и может быть использовано для обработки скважин, вышедших из бурения, а также при ремонте скважин, производительность которых не соответствует фильтрационным параметрам пласта.

Известен способ обработки продуктивного пласта, включающий закачку в пласт раствора химических реагентов, имеющих кислую реакцию среды [1].

Так как прискважинная зона закупорена кольматантом, попавшим в поры пласта в процессе бурения, или частицами асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АС-ПОО) - в процессе эксплуатации скважины, или илистыми и др. частицами, содержащимися в нагнетаемой воде, закачиваемой в нагнетательную скважину, - то из-за низкой проницаемости этой зоны эффективность обработки низкая. Кроме этого, продукты реакции с кольматантом и породой пласта имеют значительные размеры: 600-900 мкм. Эти размеры значительно превышают размеры пор и проницаемых каналов в породе продуктивного пласта (в большинстве случаев). Поэтому удалить продукты реакции крайне трудоемко. Это дополнительно снижает эффективность обработки.

Известен и другой способ обработки продуктивного пласта, включающий закачку в пласт раствора химических реагентов с изменением реакции среды [2].

Эффективность данного раствора повышается за счет того, что при обработке различных типов пород учитывается реакция раствора (рН). Из-за низкой проницаемости данного раствора через закупоренную прискваженную зону ограничена зона его воздействия. Кроме того, продукты реакции данного раствора имеют размеры 600-900 мкм значительно больше размеров проницаемых каналов породы пласта. По этой причине их трудно удалить после обработки продуктивного пласта.

Все это снижает эффективность обработки.

Задачей настоящего изобретения является увеличение проницаемости прискваженной зоны продуктивного пласта за счет более полного удаления кольматанта из пор пласта и увеличения его рабочей части.

Эта задача достигается тем, что в известном способе обработки продуктивного пласта, включающем закачку в пласт раствора химических реагентов с изменением реакции среды, перед обработкой скважины определяют реакцию обрабатываемой среды, а после этого производят циклическую обработку продуктивного пласта, при этом при каждом цикле обработки в продуктивный пласт закачивают раствор химических реагентов, имеющий реакцию среды, противоположную реакции обрабатываемой среды до закачивания этого раствора, по окончании реагирования закаченного в пласт раствора скважину осваивают, причем применяемые для обработки растворы химических реагентов содержат ионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ) в количестве, не менее 0,5 мас.%. Новым и полезным является и то, что растворы химических реагентов со щелочной реакцией среды содержат анионоактивные ПАВ, в растворы химических реагентов с кислой реакцией среды содержат катионоактивные ПАВ. Новым и полезным является и то, что при каждом последующем цикле обработки объем закачиваемого в продуктивный пласт раствора увеличивают на 10-15%.

Способ осуществляют следующим образом.

До обработки скважины проводят изучение состава горных пород продуктивного пласта, его пористости, проницаемости, температуры и др. Если продуктивный пласт нефтяной, - то и свойств нефти. Изучают состав глинистого кольматанта, попавшего в процессе бурения скважины. По результатам такого изучения подбирают химические реагенты, которые должны разрушать не только горные породы, слагающие скелет пласта, но и кольматант, попавший в поры пласта и при бурении (в основном это глинистые частицы), и при эксплуатации (в нефтяной - это асфальто-смолистые и парафиновые частицы, в нагнетательной - это илистые, органические, железистые и др. частицы).

Далее берут пробу продукции скважины и известным способом определяют величину водородного показателя рН. Допустим, по результатам исследования установлено, что обрабатываемая среда имеет  $\text{pH} < 7$ , т.е. среда кислая. Для обработки такого продуктивного пласта приготавливают раствор химического реагента со щелочной реакцией. При этом такой раствор должен содержать не менее 0,5 мас.% анионоактивных ПАВ. Приготовленное расчетное количество химических реагентов закачивают в продуктивный пласт и дают выдержку для реагирования химических реагентов с породой пласта и кольматантом.

В процессе реагирования совершают возвратно-поступательные движения раствора химических реагентов в объеме закаченной в пласт порции. Возвратно-поступательные движения ускоряют разглинзацию и разрушение АСПО в прискважинной зоне продуктивного пласта. Раствор, двигаясь в закольматированной зоне, активнее вступает во взаимодействие с кольматантом (АСПО, глинистые и др. частицы) и с породой пласта. При этом происходит активное растворение как железистой, так и силикатной, карбонатной и др. составляющих. Время окончания обработки на данном цикле определяют по времени стабилизации выхода закаченного в пласт объема раствора или задавливания в пласт этого же объема. По окончании реагирования производят освоение скважины для удаления продуктов реакции и разрушения кольматирующих образований.

Если проницаемость не восстановилась, то по окончании первого цикла в пласт закачивают раствор другого химического реагента, имеющего рН, противоположный значению рН раствора химических реагентов, закаченного при первом цикле. Так как при первом цикле раствор имел щелочные свойства, то при втором цикле раствор должен быть кислым. В такой раствор добавляют ПАВ катионоактивного характера, более активные в кислых средах.

Смена рН обрабатываемой среды приводит к повторной переориентации молекул кольматанта, заполняющего поры продуктивного пласта, и особенно коагуляционных образований. Нарушаются коллоидные связи между глинистыми частицами кольматирующих образований. Изменяются магнитные и электрические связи, удерживающие частицы АСПО в порах пласта. При этом часть кольматирующих образований разрушается. Происходит диспергирование АСПО. Все вместе взятое приводит к улучшению проницаемости прискваженной зоны и как результат этого - улучшается прокачиваемость закаченного раствора. За счет этого увеличивается объем зоны обработки. Увеличение площади контактирования при реагировании закаченных химических реагентов с горными породами расширяет глубину обработки.

Применение ионогенных ПАВ в растворе химических реагентов снижает силы поверхностного натяжения на границе сред, что приводит к улучшению проницаемости продуктивного пласта для закачиваемого раствора. Кроме этого, применение ПАВ улучшает диспергирование химических реагентов в растворе. А подбор ПАВ в зависимости от реакции среды повышает их активность.

При обработке нефтяных скважин закачиваемые химические реагенты вступают в реакцию с нефтью, находящейся в продуктивном пласте. В ходе реакции образуются соли нафтенных кислот, являющихся также ПАВ. Эти ПАВ очень активные диспергаторы и одновременно снижают силы адгезии для прилипших частиц к горным породам, металлу. Поэтому происходит нарушение глинистых, парафиновых корочек и др., покрывающих перфорационные каналы и поры продуктивного пласта. Как результат, - дополнительное увеличение проницаемости прискважинной зоны.

Механизм растворения глинистых образований, слагающий продуктивный пласт, при данном способе обработки происходит следующим образом:

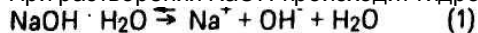
Как известно, глинистые образования содержат окислы металлов и металлоидов:  $Al_2O_3$ ,  $Fe_2O_3$ ,  $CaO$ ,  $MgO$  и др., связанные между собой с помощью групп  $SiO_2$ .

Рассмотрим процесс разрушения глинистых образований при обработке продуктивного пласта растворами разных химических реагентов.

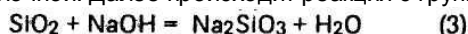
А. Химические реагенты со щелочной реакцией среды.

1. Воздействие растворами гидроокисей металлов (на примере раствора гидроокиси натрия).

При растворении  $NaOH$  происходит гидролиз щелочи и вода:



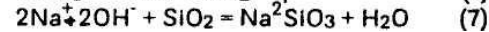
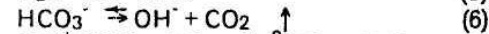
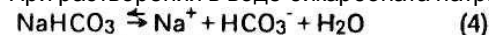
Щелочные свойства этого раствора всецело определяются группой  $OH^-$ . Это делает среду данного раствора щелочной. Далее происходит реакция с группой:



Силикат натрия хорошо растворим в воде, является активным эмульгатором и не смешивается в углеводородной среде. Оксиды металлов, оказавшиеся после этого вне молекулярной связи с другими элементами глинистой части, фактически представляют мелкодисперсные частицы и без затруднения переходят в закаченный для обработки раствор. В результате облегчается процесс очистки пласта от продуктов реакции.

2. Воздействие растворами бикарбоната водного.

При растворении в воде бикарбоната натрия водного происходит его гидролиз по такой схеме:

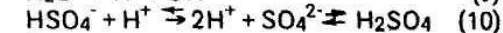
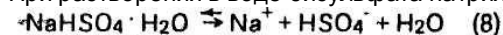


Щелочные свойства раствора определяются группой  $OH^-$ .

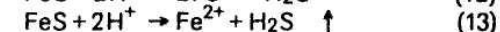
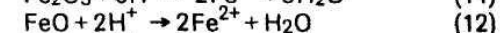
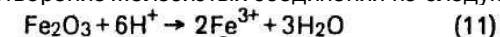
Б. Химические реагенты с кислой реакцией среды.

1. Воздействие растворами бисульфата-натрия водного.

При растворении в воде бисульфата натрия водного происходит гидролиз соли и воды следующим образом:



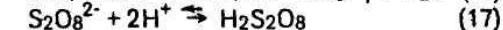
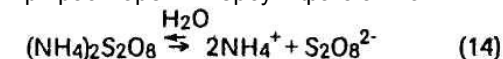
Кислотные свойства данного раствора определяются всецело ионами водорода  $40(H^+)$ . Далее происходит растворение железистых соединений по следующим уравнениям:



Следовательно, разрушение железистых образований всецело определяется кислотной функцией данного раствора.

2. Воздействие растворами персульфата аммония.

При растворении персульфата аммония в воде происходит гидролиз соли и воды по такой схеме:



Далее происходит растворение железистых коагулирующих образований по уравнениям (11), (12) и (13).

В качестве химических реагентов для получения растворов со щелочной реакцией среды и способных реагировать с силикатным "каркасом" глинистого пласта рекомендуется применять следующие химические вещества: гидроокиси металлов: натрия -  $NaOH$ , калия -  $KOH$ , алюминия -  $Al(OH)_3$ , кальция -  $Ca(OH)_2$ ; аммония -  $NH_4OH$ ; соли: бикарбонат натрия -  $NaHCO_3$ , бикарбонат калия -  $KHCO_3$ , углекислый натрий -  $Na_2CO_3$ , углекислый калий -  $K_2CO_3$ , перкарбонат натрия -  $NaCO_3 \cdot 1,5H_2O \cdot xH_2O$ .

Для получения растворов с кислой реакцией среды рекомендуются следующие химические реагенты: соли: бисульфат натрия -  $NaHSO_4$ , тиосульфат натрия -  $Na_2S_2O_3$ , персульфат аммония -  $(NH_4)_2S_2O_8$ , гидразин солянокислый -  $N_2H_4 \cdot HCl$ , гидразин сернокислый -  $N_2H_4 \cdot H_2SO_4$ , перекись водорода -  $H_2O_2$ , сульфаминовая кислота -  $H_2SO_4OH$ , все кислоты и большинство из солей.

Образующиеся при распаде солей или гидроокисей ионы проникают в структуру коагулянта и глинистых образований продуктивного пласта и ослабляют их структурные связи.

Экспериментально установлен факт существенного уменьшения размеров диспергированных глинистых частиц коагулянта при обработке растворами с противоположной реакцией среды. Изменение реакции среды приводит к структурной перестройке глинистых агрегатов, что вызывает резкую потерю устойчивости глинистых частиц. В результате размер фракций глинистых образований уменьшается с 600-900 мкм до 30-80 мкм. Такие размеры меньше размера пор горных пород. Поэтому продукты реакции не могут закупорить поровое пространство продуктивного пласта. Важно также и то, что при данном способе интенсифицируется процесс выщелачивания алюмосиликатов из решетки глинистых минералов. Это приводит к увеличению концентрации растворимых алюмосиликатов ( $Al_2O_3$ ,  $Si_2O_3$ ). Так, опытным путем установлено, что содержание растворимых

алюмосиликатов увеличивается с 30-143мг/л при обычной технологии до 300-600мг/л при обработке растворами, имеющими рН, противоположный величине рН обрабатываемой среды. Это уже весьма существенно.

Проведенные лабораторные и промысловые исследования показали высокую эффективность предложенных технологий для обработки продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями, в которых карбонатных пород не больше 15% (см. таблицу 1).

Пример. Промысловые эксперименты проводились в Долинском нефтепромысловом районе (Ивано-Франковская область). Здесь нефтегазонасыщенными являются зоноценовые отложения, представленные чередующимися мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Пористость песчаников обычно составляет 10-15%, иногда 25% при проницаемости не более 0,13мкм<sup>2</sup>. Глубина залегания продуктивных пластов - 1900-3000м.

Объем раствора химических реагентов составлял 1,5-2м<sup>3</sup> на 10 метров вскрытой толщи продуктивных пластов. Концентрация химических реагентов составляла 8-18%. Оптимальной оказалась концентрация 10-12%.

Среда в скважине, как правило, была кислой. Поэтому при первом цикле закачивали щелочной раствор (NaHCO<sub>3</sub>, NaOH и др.). Закаченный раствор задавливали в продуктивный пласт при давлении 50-140кгс/см<sup>2</sup>. После задавливания раствора в пласт скважина оставалась на реагирование на 8-14 часов. Во время реагирования совершали возвратно-поступательные движения закачанного раствора. После окончания реагирования скважина осваивалась с помощью пенных систем. Так как после первого цикла обработки не была достигнута полная очистка прискважинной зоны продуктивного пласта, то после окончания освоения скважины при первом цикле приступали ко второму циклу.

Для этого заготавливали раствор с химическими реагентами, дающими кислую реакцию среды. В основном применяли бисульфат натрия или кислоты. Концентрация раствора составляла 10-14%. Объем закачиваемого в пласт раствора увеличивали на 10-15%, т.е. объем составлял 1,7-2,3м<sup>3</sup> на десять метров вскрытой толщи продуктивного пласта. Увеличение объема раствора при втором цикле объясняется следующим. В результате освоения скважины после первого цикла обработки и удаления продуктов коагуляции и разрушения породы пласта увеличивался объем пористой части продуктивного пласта. Увеличение объема закачки при втором цикле обеспечивало полное заполнение всей обработанной части прискважинной зоны при первом цикле. Во всех случаях обработки прекращали после второго цикла, так как достигали полную очистку закольматированной зоны скважины и это убеждало в исчерпании возможностей данного способа обработки.

Перед проведением промысловой проверки были проведены лабораторные исследования данного способа. Для этого были отобраны керны песчаников, взятые из скважин. В поровом цементе кернов содержатся глинистые и карбонатные составляющие. Проницаемость 10 образцов до обработки составила (средняя) 2,4·10<sup>-3</sup>мкм<sup>2</sup>. После обработки кернов по названной технологии проницаемость их увеличилась в 2,4-3,9 раза, в среднем в 3,15 раза.

Внедрение предлагаемой технологии не требует переподготовки персонала, осуществляется она на существующем оборудовании. Дебиты нефтяных скважин увеличиваются в среднем на 94%. Применяемые реагенты недефицитны и выпускаются химическими заводами Украины.

№ пп	Номера скважин	Дебит скважин				Приращение дебита	
		До обработки		После обработки		тн/сутки	в %
		жидкости, м <sup>3</sup> /сутки	нефти, тн/сутки	жидкости, м <sup>3</sup> /сутки	нефти, тн/сутки		
1	110-Д	32,6	10,8	39,1	18,8	8	74
2	905-Д	10,2	1,8	12,4	4,3	2,5	139
3	329-Д	14,3	2,5	16,1	3,3	0,8	32
4	106-Д	39,3	6,9	65	18,3	11,4	165
5	276-Д	33	16,7	44,9	33,9	15,2	81
6	331-Д	10,3	5,5	12,4	9,3	3,8	69
Среднее по всем скважинам						6,9	94

**П р и м е ч а н и е :** дебиты взяты за 60 дней.