

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности, в частности, к способам обработки скважин для повышения их производительности.

Известны способы кислотных обработок призабойной зоны скважин с помощью соляной и других кислот [1].

Однако эффективность применения их для стимулирования работы скважин невысока из-за неглубокого проникновения кислотных растворов в пласт.

Наиболее близким к заявляемому является способ кислотной обработки скважины, включающий закачку в пласт раствора соляной кислоты, в которой перед закачкой вводят вещество с положительной теплотой растворения в водной среде [2].

Способ предусматривает закачку в скважину через насосно-компрессорные трубы (НКТ) раствора соляной кислоты с последующей продавкой его в пласт. Перед закачкой кислотного раствора в него вводят вещество с положительной теплотой растворения в водной среде. Растворяясь, оно понижает температуру соляной кислоты, что обеспечивает уменьшение скорости растворения пород и как следствие этого увеличение дальности проникновения соляной кислоты в пласт.

Однако, в результате взаимодействия раствора соляной кислоты с поверхностью НКТ, последняя корродирует, а концентрация кислотного раствора резко снижается, что уменьшает глубину проникновения ее в пласт.

Задачей изобретения является создание способа, позволяющего повысить эффективность способа за счет увеличения глубины проникновения кислоты в пласт.

Для этого в способе кислотной обработки скважин, включающем закачку в скважину через насосно-компрессорные трубы кислоты в пласт, согласно изобретению, производят оборудование низа насосно-компрессорных труб сетчатым фильтром, а закачку кислоты производят в виде неактивных дисперсных частиц кислоты с последующей прокачкой через насосно-компрессорные трубы жидкости-инвертора для перевода дисперсных частиц кислоты в активную форму и продавкой полученного активного кислотного раствора в пласт.

В качестве инертной жидкости используют дизтопливо, или конденсат, или легкую нефть, или керосин.

В качестве жидкости-инвертора используют воду.

Заявляемое решение от известного отличают закачка в насосно-компрессорные трубы дисперсного раствора инертной жидкости с неактивными частицами кислоты, улавливание дисперсных частиц кислоты установленным у башмака насосно-компрессорных труб сетчатым фильтром, перевод дисперсных частиц кислоты в активный раствор кислоты жидкостью-инвертором, а так же то, что в качестве инертной жидкости используют дизтопливо, или конденсат, или легкую нефть, или керосин, а в качестве жидкости-инвертора для перевода дисперсных частиц кислоты в активную форму - воду.

Другие технические решения, включающие существенные признаки, отличающие заявляемое решение от прототипа, авторами не обнаружены.

Примеры конкретного выполнения способа.

Пример 1.

Скважина глубиной 1766 м вскрывает нефтеносный пласт в интервале 1748-1760 м. Коллектор представляет собой известняк. Дебит скважины за 9 лет эксплуатации снизился со 120 до 34 м³/сут.

В скважину спускают НКТ до глубины 1748 м, низ которых оборудуют сетчатым фильтром. У скважины загатавливают 6 м³ дисперсного раствора (3 м³ дисперсных частиц соляной кислоты и 3 м³ газового конденсата). Производят последовательную закачку 6 м³ дисперсного раствора и 12 м³ воды (жидкость-инвертор). Сетчатый фильтр улавливает дисперсные частицы кислоты, пропуская инертную жидкость. При прохождении жидкости-инвертора через осадок неактивных дисперсных частиц последние растворяются в ней. Полученный активный кислотный раствор продавливается в пласт продавочной жидкостью в объеме, равном объему НКТ. Затем скважину закрывают на реагирование кислотного раствора с породой пласта. После этого производят удаление продуктов реакции из призабойной зоны пласта и пускают скважину в работу.

Пример 2.

То же с закачкой 3 м³ дизтоплива в качестве инертной жидкости.

Пример 3.

То же с закачкой 3 м³ легкой нефти (ρ 0,790 кг/м³) в качестве инертной жидкости.

Пример 4.

То же с закачкой 3 м³ керосина в качестве инертной жидкости.

Ниже приводим таблицу, дополненную необходимыми сведениями.

Так как кислота закачивается в виде неактивных частиц и переводится в активную фазу только на забое скважины, НКТ не корродируют, концентрация образовавшегося кислотного раствора значительно выше и он может растворить больше породы, что в свою очередь увеличивает дебит скважин.

Показатели	Способ				
	Базовый	Предлагаемый			
		1	2	3	4
Дебит скважины, м ³ /сут					
при сдаче в эксплуатацию	120	120	120	120	120
перед обработкой	34	34	34	34	34
после обработки	150	230	227	221	242
Глубина проникновения кислотного раствора в пласт, м	2,7	4,10	4,09	4,05	4,12
Дополнительная добыча нефти за счет обработки, м ³ /сут	116	196	193	187	208