

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, а именно, к физико-химическим методам воздействия на призабойную зону нефтяных и газовых горизонтальных скважин, в которых производился сложный ремонт с зарезкой второго, наклонного, ствола.

Известен способ воздействия на призабойную зону пласта, включающий последовательно-раздельное введение в пласт технологических жидкостей; кислотного состава, водоизолирующего состава, разделительной жидкости, а также регулятора (замедлителя) отверждения по заливочным трубам в затрубное пространство ремонтируемой скважины для создания гомогенной системы, особенно при высокой температуре и давлении. Гомогенная система при высоких термобарических условиях прекращается в колюматизирующий материал, который прочно "запечатывает" призабойную зону пласта, обеспечивая надежность проведения ремонтных работ (Логинов Б.Г. и др. Руководство по кислотным обработкам скважин. - М.: Недра, 1966. - С.87 - 93).

Данный способ имеет существенные недостатки:

- необходимо создать для отверждения гомогенной системы высокие температуры (свыше 90 - 120°C), если пласт такой температурой не обладает;

- необходимо проведения дополнительных сложных работ в подземных условиях для ликвидации колюматизирующего материала, который при отрицательных результатах может вывести скважину из строя работающих.

Наиболее близкими к решению поставленной задачи является прототип, сущность которого заключается в использовании для проведения поинтервальной обработки необсаженного горизонтального ствола компоновок из гибкой рабочей колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) и сдвоенных рабочих пакеров, раздуваемых с помощью дифференциального рабочего клапана, предварительно закачанного в НКТ (К.О. Стокли и др. Проектирование заканчивания горизонтальных скважин с учетом условий бурения и капитального ремонта // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - №4. - 1992. - С.20 - 23).

Недостатками прототипа являются:

- а) использование сложных и дорогостоящих технических компоновок, включающих гибкие НКТ, надувные пакеры, а также клапаны дифференциального действия, закачиваемые в гибкую НКТ;

- б) низкая надежность компоновки в работе из-за усталостных разрушений элементов, овальности поперечного сечения горизонтального ствола, наличия в нем каверн, а также из-за необходимости раздувания пакеров кислотой или другой жидкостью, приводящая к отказу пакеров и сложным авариям в горизонтальном стволе;

- в) необходимость проведения дополнительных операций по перемещению компоновки из гибких труб и пакеров к новому интервалу обработки, что повышает вероятность возникновения аварийных ситуаций в скважине.

В основу изобретения положена задача создать такой способ обработки призабойной зоны горизонтальной скважины, в котором путем закачки в скважину буферной жидкости

достигается исключение необходимости проведения операций по извлечению и перемещению труб и пакеров к новому интервалу обработки, так как разделение обрабатываемых и необрабатываемых участков в скважине осуществляется при закачке поверх буферной жидкости обрабатывающей кислотной композиции, т. е. операции обработки и разделения совмещаются.

Для решения задачи предложен способ обработки, призабойной зоны горизонтальной скважины, включающий отделение обрабатываемых участков от необрабатываемых и закачку в обрабатываемые участки кислотной композиции, в котором отделение обрабатываемых участков от необрабатываемых осуществляют путем закачки буферной вязкопластичной жидкости, например композиции водорастворимых полимеров, а в качестве кислотной композиции используют композицию пролонгированного действия, которую закачивают в скважину после буферной.

В зависимости от длины и объема горизонтального ствола в скважину закачивается буферная жидкость, представляющая собой упругую вязкопластичную систему (трехфазная пена, растворы водорастворимых полимеров, полисахариды, суспензии, обратные эмульсии и др., легко отесняемые и выносимые на дневную поверхность при вызове притока флюидов из коллектора и освоении скважины после окончания процесса воздействия). Эта жидкость заполняет участок горизонтального ствола до начала обрабатываемого интервала. Варьируя объемами продавочной жидкости (пода с поверхностно-активными веществами (ПАВ) или двухфазная пена) и буферной жидкости и попеременно нагнетая кислотные композиции пролонгированного действия, т. е., с поздним сроком завершения реакционной способности кислотных составов с различными веществами коллектора, можно в отдельности по каждому участку горизонтального ствола провести процессы стимулирования притоков нефти и газа и тем самым добиться максимального (почти 100%) охвата пласта воздействием, что не обеспечивается решениями, предлагаемыми в аналоге и прототипе.

Допустим, длина горизонтального ствола равна 100 метрам при диаметре 50см. Эти два параметра позволяют определить объем буферной жидкости, которым необходимо заполнить горизонтальный ствол скважины. Мысленно разбив, например, длину ствола на 5 участков по 20м, нетрудно определить объемы буферной жидкости, кислотного раствора и продавочной жидкости, необходимые для поперечного воздействия на каждый отдельный участок пласта. Можно последовательно обеспечить поинтервальную обработку горизонтального ствола варьированием объемами буферной жидкости, кислотных растворов и продавочной жидкости.

В качестве буферной жидкости используются составы, эффективно вытесняющие нефть из обрабатываемого пласта, что иллюстрируется следующим примером,

Пример. В лабораторных условиях моделирование горизонтального ствола осуществлялось с помощью стеклянной

толстостенной трубы диаметром 4см и длиной 1м, способной выдержать давление 0,8МПа. Пластовая система моделировалась путем набивки стеклянной трубы уплотненным песком с включениями карбонатных и глинистых частичек. Модельный пласт имел проницаемость порядка 300 - 400мД.

Перед проведением процессов воздействия кислотными составами ($\text{HCl}+\text{H}_3\text{PO}_4+\text{HF}+\text{ПАВ}$) через модельный пласт в соответствии со стандартными условиями проводилось вытеснение нефти водой с ПАВ, керосином при давлении 0,8МПа. Для вытеснения использовалось давление в баллоне с азотом (1МПа).

Воздействие кислотными составами с целью увеличения вытесняющей способности нефти из модельного пласта осуществлялось по заявляемому изобретению и для сравнения - по аналогу [2]. Результаты исследований приведены в таблице.

Как видно из таблицы, по предлагаемому способу в значительной степени увеличивается процент вытеснения нефти из пласта, что свидетельствует о надежности блокирования горизонтального ствола при поинтервальном воздействии.

Таблица

Номер опыта	По заявляемому изобретению		По аналогу	
	Время вытеснения, ч	Процент вытеснения нефти из пласта	Время вытеснения, ч	Процент вытеснения нефти из пласта
1	0,3	75	0,3	14
2	0,4	75	0,4	12
3	0,6	80	0,6	23
4	0,7	91	0,7	31
5	0,2	68	0,2	11
6	0,5	73	0,5	20
7	0,5	73	0,5	17
8	0,3	75	0,3	28
9	0,4	78	0,4	28
10	0,5	90	0,5	25