

Изобретение относится к области нефтедобывающей промышленности, а именно к способам воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП).

Известен способ воздействия на ПЗП путем закачки в нижнюю часть скважины смеси двух кислот, которые не реагируют бурно между собой при нормальных температуре и давлении, и последующей закачки в нижнюю часть скважины катализатора, обеспечивающего возникновение экзотермической реакции, в результате чего создаются расширяющие усилия, вызывающие дробление пород пласта и появление в нем больших полостей и разветвленных каналов [1].

Указанный способ не позволяет достаточно эффективно воздействовать на продуктивную зону коллектора, так как в результате экзотермической реакции расширяющие усилия создаются по всей толщине пласта, в нефтеносной и водоносной его частях, т. е. указанный способ неселективного действия. В результате такого воздействия на ПЗП производительность скважины может даже уменьшиться в значительной степени за счет увеличения обводненности добываемой продукции.

За прототип принят способ обработки призабойной зоны пласта по патенту США [2], включающий последовательную закачку фтористоводородной кислоты, соляной кислоты и воды.

Недостатком прототипа является отсутствие возможности растворения карбонатных пород, так как при реакции фтористоводородной кислоты с карбонатами образуется труднорастворимый флюорит.

Эффективность обработки снижается также наличием фильтратов буровых растворов, сольватных, асфальтно-смолистых и парафинистых отложений, находящихся в призабойной зоне пласта и препятствующих контакту активного вещества с породой. К недостаткам прототипа можно отнести и неселективность воздействия, т. е. прототип улучшает фильтрационные характеристики ПЗП как в нефтеносной, так и в водоносной частях. Кроме этого, довольно низка технологичность прототипа, т. к. используются высокоагрессивные среды, ускоряющие и усиливающие процесс коррозии металла нефтепромыслового оборудования.

Задачей изобретения является создание способа, позволяющего повысить производительность нефтяных скважин.

Для этого способ воздействия на призабойную зону пласта, включающий последовательную закачку активного вещества, разделительной жидкости и воды, предусматривает использование в качестве активного вещества хлористого ацетила, а в качестве разделительной жидкости тяжелой нефти, причем закачку реагентов осуществляют в такой последовательности: тяжелая нефть, хлористый ацетил, тяжелая нефть, вода.

Способ осуществляется следующим образом:

Для того, чтобы оттеснить воду из обводненной части коллектора и заблокировать ее, закачивают в скважину первую порцию тяжелой нефти плотностью 0,9-1 г/см³.

Тяжелая нефть будет продвигаться именно в водонасыщенную часть пласта в силу ее улучшенной фильтрационной характеристики.

Вслед за этим закачивают хлористый ацетил (CH_3COCl), после чего закачивают вторую порцию тяжелой нефти.

Вторая порция тяжелой нефти выполняет роль разделительной среды между хлористым ацетилом и водой.

Для продавки всех указанных ингредиентов в пласт нагнетают воду в объеме полости скважины. Вода при смешении с CH_3COCl вызовет резкое повышение температуры и образование в нефтенасыщенных порах коллектора соляной и уксусной кислот (HCl и CH_3COOH).

Способ позволяет в нефтеносной части пласта создать новые фильтрационные каналы и очистить существующие от отложений асфальтенов, смол, парафина, гипса, что приводит к стимулированию притока нефти и повышению производительности скважины.

Количество ингредиентов при осуществлении способа определяется, исходя из следующих соображений. Так как в разных скважинах толщина перфорации различна, приведем расчеты на 1 м перфорации (или толщины пласта).

Известно, что наибольшая депрессия в работающей скважине приходится на расстояние 2-3 м от забоя. Поэтому достаточно оттеснить воду первой порцией тяжелой нефти на 4 м от забоя. Для этого потребуется 6 м³ тяжелой нефти.

При стандартных кислотных обработках используют в среднем 4-5 м³ кислоты, для обработки 1 м толщины пласта.

При реакции 1 м³ хлористого ацетила с водой образуется 0,6 м³ соляной и 0,8 м³ уксусной кислот. Таким образом, для обработки 1 м толщины пласта необходимо 3-4 м³ хлористого ацетила.

Для разделения хлористого ацетила и воды трубах достаточно 1 м³ тяжелой нефти.

Минимальное количество закачиваемой воды должно соответствовать объему насосно-компрессорных труб для продавки всех ингредиентов в пласт (что зависит от глубины скважины) плюс количество воды, необходимое для реакции с хлористым ацетилом, которое равно 1,3-1,5 м³ для 1 м³ хлористого ацетила или 3-6 м³ для обработки 1 м толщины пласта.

Пример осуществления заявляемого способа воздействия на ПЗП на основании исходных данных для гипотетической скважины.

Глубина скважины - 2000 м.

Интервал перфорации - 1945-1960 м.

Интервал водопритока - 1955-1960 м.

Проницаемость призабойной зоны - 50 мД (0,05 мкм²).

Депрессия на пласт - 2,0 МПа.

Вязкость нефти в пластовых условиях - 1 мПа·с.

Вязкость воды в пластовых условиях - 0,5 мПа·с.

Радиус контура питания 150 м.

Радиус скважины - 0,1 м.
Дебит нефти - 105 м³/сут.
Обводненность - 50%

Первоначально для оттеснения и изоляции пластовой воды в интервал водопритока (1955-1960 м) закачивают тяжелую нефть. Как уже указывалось, необходимо оттеснить воду за зону максимальной депрессии (радиус этой зоны - 4 м), для чего потребуется 6 м³ нефти на 1 м перфорации или на всю водонасыщенную часть пласта - 30 м³.

Затем производят закачку хлористого ацетила в нефтенасыщенную часть пласта из расчета 4 м³ на 1 м интервала перфорации или на всю толщину - 40 м³ (определение необходимого количества хлористого ацетила на 1 м обрабатываемой толщины приведено ранее).

Для разделения хлористого ацетила и закачиваемой вслед за ним воды закачивают 1 м³ тяжелой нефти.

Для определения количества закачиваемой воды (в качестве продажной жидкости и для реакции с хлористым ацетилом) определим объем насосно-компрессорных труб, спущенных до середины интервала перфорации - 1950 м.

$$V_{\text{НКТ}} = \pi r^2 \cdot h$$

где r - радиус НКТ, равен 0,07 м

$$V_{\text{НКТ}} = \pi \cdot 0,07^2 \cdot 1950 \text{ м} = 30 \text{ м}^3$$

Для реакции с хлористым ацетилом, которая даст необходимое количество соляной и уксусной кислот, необходимо, как уже указывалось, 1,5 м³ воды на 1 м³ хлористого ацетила.

Общее количество необходимой для одной обработки воды составит:

$$V_{\text{воды}} = 30 + 1,5 \cdot 40 = 90 \text{ м}^3$$

Оценим эффективность предлагаемого способа. По формуле Дююи:

$$Q_n = \frac{2 \pi k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}$$

где Q - дебит нефти;

k - проницаемость пласта;

h - толщина нефтенасыщенной части;

ΔP - депрессия;

μ_n - вязкость нефти в пластовых условиях;

R_k - радиус контура питания;

r_c - радиус скважины

Дебит нефти до обработки составит:

$$Q_n = \frac{2 \pi \cdot 50 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^2}{1 \cdot \frac{15000}{0,1}} =$$
$$= 1214 \frac{\text{см}^3}{\text{сек.}} = 105 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}}$$

Из литературных источников известно, что в результате кислотной обработки проницаемость призабойной зоны увеличивается в среднем на 50%. После обработки по предлагаемому способу проницаемость составит 75 мД,

Дебит нефти в этом случае составляет:

$$Q_n = \frac{2 \pi \cdot 75 \cdot 10^{-3} \cdot 1000 \cdot 2 \cdot 10^2}{1 \cdot \frac{15000}{0,1}} =$$
$$= 1820 \frac{\text{см}^3}{\text{сек.}} = 157 \frac{\text{м}^3}{\text{сут.}}$$

Таким образом, в результате обработки ПЗП по предлагаемому способу в гипотетической скважине предполагается изоляция обводненного интервала пласта и увеличение дебита нефти на 52 м³/сут.

Эффективность предлагаемого способа заключается, во-первых, в возможности его использования как в терригенных, так и в карбонатных коллекторах; во-вторых, в селективной избирательности воздействия именно на нефтенасыщенную часть призабойной зоны. К достоинствам способа можно отнести его высокую технологичность, так как используются слабоагрессивные вещества, что облегчает пользование ими, а активные вещества образуются непосредственно в призабойной зоне пласта.