

Изобретение относится к нефтедобывающей промышленности и может найти применение при изоляции притока вод в нефтяные скважины.

Известен состав для удаления парафиновых и асфальто-смолистых отложений с твердой поверхности, содержащей жиры и гидроокись щелочного металла [Авт.св. СССР №715774, кл. Е 21 В 43/00, 1978].

Данный состав не может быть применен для изоляции пластовых вод в нефтяную скважину.

Известен способ изоляции пластовых вод в нефтяную скважину путем закачивания в пласт закупоривающей композиции [Авт.св. СССР №1481379, кл. Е 21 В 33/138, 1986].

Данный способ имеет низкую эффективность изоляции при температурах ниже 50° С. Степень изоляции при этом не превышает (при 65° С) 33.3. При высокой приемистости пласта (когда закачивание идет без давления) способ не обеспечивает изоляции притока пластовых вод.

Нужно отметить сложность предлагаемого способа. Кроме обычных операций, характерных для проведения изоляционных работ, в известном способе нужно еще и прогревать призабойную зону до 50-80 С в течение 1,5-2,0 часа.

Задачей настоящего изобретения является повышение эффективности изоляции пласта при температурах до 55° С за счет увеличения прочности закупоривающего материала.

Указанная задача достигается тем, что в известном способе изоляции притока пластовых вод в нефтяную скважину путем закачивания в пласт закупоривающей композиции, ее получают омылением жиров, например ЭС-2, при реагировании их с каустической содой в соленой воде хлор-кальциевого типа при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Жиры	5-10
Каустическая сода	5-10
Соленая вода хлор-кальциевого типа с содержанием хлористых солей 20%	Остальное

На чертежах схематично показаны различные стадии проведения изоляции по предлагаемому способу; на фиг.1 - момент раздельного закачивания компонентов закупоривающей композиции по колонне НКТ; на фиг.2 - то же, момент расположения компонентов перед их смешиванием и подачей в зону изоляции.

На чертежах изображена скважина, в которую опущена эксплуатационная колонна 1, а внутри нее - колонна НКТ 2. Эксплуатационная колонна 1 перфорирована (имеет перфорацию 3) против продуктивного пласта 4. Скважина заполнена промывочной жидкостью 5. На фиг.1 показан процесс закачивания компонентов закупоривающей композиции по колонне НКТ 2: жиров 6, например: эмульгатор-стабилизатор ЭС-2, выпускаемый Дрогобычским нефтеперерабатывающим заводом, и раствора каустической соды 7 (гидроокись натрия или в более общем виде - гидроокиси щелочного металла), разделенных пачкой буферной жидкости 8 (нефтью). На фиг.2 показан момент, когда нижний компонент - жиры 6 закачен в затрубное пространство 9, а верхний компонент 7 прокачен в нижнюю часть колонны НКТ2, а буферная жидкость 8 находится в затрубном пространстве 9 и в нижней части колонны НКТ 2.

Способ осуществляется следующим образом.

Для проведения изоляции нефтяного пласта 4 от притока пластовых вод готовят компоненты закупоривающей смеси: жиры 6 и раствор каустической соды 7. В качестве жиров 6 берут жиры, способные омыляться при воздействии каустической соды 7 (или гидроокисью другого щелочного металла). Раствор каустической соды 7 готовят следующим образом: берут расчетное количество воды хлоркальциевого типа с содержанием хлористых солей до 20% и в ней растворяют соответствующее количество каустической соды. Для буфера 8 берут нефть.

Подготовленные компоненты закачивают по колонне НКТ 2 (фиг.1) с разделением их пачкой буферной жидкости 8. Во время закачивания компонентов затрубное пространство 9 открыто. После продавливания закупоривающей композиции вниз, когда нижний компонент - жиры 6 окажется полностью в затрубном пространстве 9 и часть буферной жидкости 8, - то продавливание их останавливают. Задвижки на затрубном пространстве 9 закрывают. К одной из задвижек (не показаны) подсоединяют агрегат и начинают одновременное продавливание и по колонне НКТ 2 и по затрубному пространству 9. При этом первой из колонны НКТ 2 и затрубного пространства 9 выходит буферная жидкость 8 и она первой заходит в пласт 4. Как только жиры 6 и раствор каустической соды 7 выйдут ниже нижнего конца НКТ 2, они начинают смешиваться и вступать между собой в соединения. Происходит реакция омыления жиров. Если температура в обрабатываемой зоне (против нефтяного пласта 4) до 55° С, то закупоривающая композиция после омыления жиров 6 становится вязкой и превращается из жидкой в желеобразную массу. Об этом наверху сигнализируется ростом давления на агрегатах. После полного выдавливания закупоривающей композиции процесс останавливается. Этот момент наверху сигнализируется повышенным давлением, что указывает на окончание изоляции пласта 4.

Пример. Способ применяли для изоляции посторонних вод на скважине №135 Рыбальского месторождения. Скважина нефтяная, температура 48° С.

Данные по скважине: глубина скважины - 3131 м, эксплуатационная колонна Ø146 мм, интервал перфорации - 2396-2106 м, всего 64 м.

Скважина эксплуатировалась газлифтным способом с дебитом 14 м³ при обводненности 98%. Цель изоляции - ограничение поступления посторонних вод.

В мернике набрали 6 м³ ЭС-2 и закачали в колонну НКТ. Потом на соленой воде с содержанием хлористых солей 12% растворили каустическую соду, так чтобы ее концентрация была 20%, и приготовили 6 м³ такого раствора. Закачали в НКТ 0,5 м³ буферной жидкости из нефти и поверх 6 м³ раствора каустической соды. При открытом затрубном пространстве закаченные жиры ЭС-2 продавливали в затрубное пространство так, чтобы в нижней части затрубного пространства и колонны НКТ была буферная жидкость - нефть. После

этого затрубное пространство перекрыли. В это время компоненты в скважине располагались отдельно с разделением их буферной жидкостью (фиг.2).

Подключив агрегаты и в колонне НКТ и к затрубному пространству, жиры ЭС-2 и раствор каустической соды продавили в продуктивный пласт за 45 минут. Давление вначале закачки было "нуль" (т.е. такое же как при определении приемистости) а в конце закачки, когда оставалось закачивать $3,5 \text{ м}^3$, давление начало расти. Операция продавки закончилась при давлении 80 кгс/см^2 . Скважину оставили под давлением на 30 минут для полного "затвердения" мыла, после чего ввели в эксплуатацию газлифтом, с дебитом $7,9 \text{ м}^3$ при обводненности 23%.

Применение предлагаемого способа позволяет повысить эффективность изоляции притока вод в нефтяную скважину при температуре до 55°C при высокой надежности работ. Так по приведенной выше скважине эффект сохраняется 14 месяцев, после чего работы повторили.

Технология проста, для ее внедрения есть все необходимые материалы и оборудование.

Способ прошел лабораторные и промысловые испытания в Ахтырском НГБУ (в течение более чем двух лет). 30.03.94 г. результаты испытаний способа рассмотрены на расширенном заседании технического совета Ахтырского НГБУ с участием УкрГипроНИИнефть. Техсоветом способ принят к внедрению при применении на глубинах 2500 м, где температура пластовая меньше 55°C .

