УДК 53.06

Повышение коэффициента приемистости путем динамической отработки нагнетательных скважин

Е.В.БЕЛОНОГОВ¹ , А.Ю.КОРОВИН¹, А.А.ЯКОВЛЕВ²¹ ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия² ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

Способ закачивания воды для компенсации отборов жидкости из нефтяного пласта с целью поддержания пластового давления уже давно зарекомендовал себя как эффективная технология и повсеместно применяется на нефтегазовых месторождениях. При этом часто недропользователь сталкивается с проблемой снижения приемистости нагнетательных скважин, что может быть обусловлено различными осложнениями, возникающими в околоскважинной зоне ввиду нарушения технологии подготовки воды либо других факторов. Данная проблема характерна для коллекторов с низкими значениями проницаемости, что ведет к снижению показателей эффективности системы поддержания пластового давления.

Для борьбы с загрязнением призабойной зоны скважины, как правило, используют закачку специализированных кислотных составов с целью очистки. Для повышения эффективности данной процедуры авторы статьи предлагают проводить разрядку нагнетательной скважины на максимально допустимых скоростях. Данное мероприятие позволит произвести первичную очистку призабойной зоны пласта от подвижных частиц, закупоривающих поровое пространство, и снизить пластовое давление в окрестности нагнетательной скважины, что в последующем позволит улучшить приемистость скважины при проведении обработки кислотными составами. Снижение пластового давления в призабойной зоне скважины также оказывает положительное влияние на радиус проникновения кислоты в пласт.

Предлагаемый подход был успешно апробирован на ряде нагнетательных скважин одного из предприятий компании «Газпром нефть». Результаты проведения опытно-промышленных работ показали повышение качества очистки призабойной зоны пласта и увеличение приемистости нагнетательных скважин с последующим сохранением динамики приемистости.

Ключевые слова: динамическая отработка; излив; снижение приемистости; энергоэффективность; отработка нагнетательных скважин; водонефтяные эмульсии

Как цитировать эту статью: Белоногов Е.В. Повышение коэффициента приемистости путем динамической отработки нагнетательных скважин / Е.В.Белоногов, А.Ю.Коровин, А.А.Яковлев // Записки Горного института. 2019. Т. 238. С. 405-409. DOI: 10.31897/PMI.2019.4.405

Введение. Проблема снижения приемистости нагнетательных скважин в процессе их работы не нова и особенно широко распространена в условиях низкопроницаемых коллекторов (значение абсолютной проницаемости – менее 3 мД). Причины могут быть как технологического, так и геологического характера. Если на геологические причины повлиять практически невозможно, то технологические должны быть сведены к возможному минимуму. К ним относят загрязнение призабойной зоны скважины взвешенными частицами, нефтепродуктами, выпавшими в осадок нерастворимыми солями и т.п. [1, 5].

Настоящая статья посвящена методу повышения коэффициента приемистости нагнетательной скважины путем краткосрочной отработки ее на излив на максимальных скоростях с последующей обработкой призабойной зоны (ОПЗ) кислотным составом. Такой подход имеет ряд преимуществ, одно из которых – снижение давления в околоскважинной зоне, что способствует закачке кислотного состава при меньшем давлении, дополнительной очистке призабойной зоны за счет выноса взвешенных частиц на больших скоростях потока при отработке, а также возможности отбора проб флюида для проведения лабораторных исследований.

Метод с отработкой нагнетательной скважины хорошо известен и широко применялся ранее [2]. Характерной особенностью проводимых операций являлась динамическая отработка при скоростях не более 8 м³/ч, что соответствует дебиту 192 м³/сут. Отличительной особенностью проведенных работ, описанных в данной статье, является то, что отработка проводится на максимально возможных скоростях (до 1800 м³/сут) и совмещается с проведением кислотной обработки.

Ход работы. Для апробации подхода было выбрано четыре нагнетательных скважины в южной части Приобского месторождения. Выбор был обусловлен технологической возможностью проведения запланированных операций на скважинах, а также геологическими условиями. Скважины расположены в глубоководной части пласта, характеризующегося средними значениями проницаемости 1,5-2 мД.

Рис. 1. График дебита скважин в период разрядки
1-4 – номера скважин

Порядок проведения работ был следующий. Нагнетательная скважина, находящаяся в работе до последнего момента, была остановлена и незамедлительно переведена в отработку на излив при максимальном диаметре штуцера. В процессе отработки с периодичностью раз в полчаса производился отбор проб выходящей жидкости через шелевой пробоотборник, установленный на горизонтальном участке трубы. Далее эти пробы передавались в лабораторию для проведения подробного анализа, а именно – замера концентрации взвешенных частиц (КВЧ), оценки распределения частиц по размерам с помощью системы разноразмерных фильтров, определения

состава частиц, а также определения содержания нефтепродуктов (рис.1). Длительность отработки определялась условиями выноса механических примесей потоком [3, 4]. Для условий рассматриваемых в статье скважин отработка длилась чуть более 5 ч.

С целью раздельной оценки эффекта как от самой отработки, так от отработки с последующей ОПЗ было принято решение скважины № 3 и 4 отработать без кислотной обработки. При этом скважины № 1 и 2 было решено отработать дважды, т.е. повторить отработку после того, как эффект сойдет на нет.

В период разрядки (отработки) были отобраны пробы выходящей из скважины жидкости. Во всех скважинах кроме № 3 наблюдалось большое содержание нефтепродуктов и механических примесей (рис.2).

Пробы скважины № 3 не были загрязнены нефтепродуктами и в сравнении с прочими выглядели относительно чистыми (рис.3). Причина в том, что ввиду возникших технологических проблем отработка проводилась на гораздо меньших скоростях, и этого оказалось недостаточно

Рис. 2. Набор отобранных проб жидкости при отработке скважин:
а – закачиваемая вода; б – скважина № 1 в динамике; в – скважина № 2 в динамике; г – скважина № 4

Рис. 3. Пробы жидкости, отобранные при отработке скважины № 3

для очистки призабойной зоны скважины от кольматанта (загрязняющего призабойную зону агента). Следовательно, существует некоторая критическая скорость отбора, при увеличении которой происходит очищение призабойной зоны скважины. Более подробную информацию по определению критических параметров отработки можно найти в работах [3, 7, 8, 10], в которых имеются хорошие разработки для дальнейшего изучения.

В процессе изучения вещественного состава отобранных проб были проведены микроскопические исследования, рентгеноструктурный и рентгенофазный анализы. В полученных результатах обращает на себя внимание высокое содержание нефтяной эмульсии, а также около 40 % механических примесей, являющихся соединениями железа. Это говорит о том, что стоит обратить внимание на состояние системы трубопроводов, подготовку воды для поддержания пластового давления (ППД), а также определить первопричину высокого содержания нефтяной эмульсии в пробах. В данном направлении ведется активная работа с добывающим предприятием, результаты которой будут опубликованы позднее.

Следующая стадия процесса – проведение кислотной ОПЗ скважины. В случае Приобского месторождения обработка производится смесью соляной и плавиковой кислот, что типично для терригенного типа коллектора.

Для чистоты эксперимента необходимо также представить результаты анализа ранее выполненных ОПЗ на нагнетательных скважинах Приобского месторождения без проведения динамических отработок. Анализ динамики приростов в коэффициенте приемистости представлен на рис.4.

Как видно из гистограммы (рис.4), средний прирост коэффициента приемистости нагнетательных скважин составляет 2, средняя продолжительность эффекта за последние два года – 4 мес. Для сравнения в части гистограммы за 2018 г. приведены результаты, полученные после проведения отработки нагнетательных скважин с последующей ОПЗ кислотными составами. Кратность прироста коэффициента приемистости составила 3,4, а длительность эффекта – около 8 мес.

После проведения ОПЗ исследуемые скважины были незамедлительно переведены в режим закачки. При остановочной приемистости около 25-30 м³/сут запускные параметры скважин были примерно в 10 раз выше. На рис.5 показаны полученные параметры работы скважин после запуска закачки. Напомним, что на скважинах № 1 и 2 была проведена ОПЗ, а скважины № 3 и 4 были отработаны без последующих кислотных обработок.

В процессе отработки скважины № 1 было отобрано около 160 м³ жидкости, скважины № 2 – около 200 м³, скважины № 3 – примерно 60 м³, скважины № 4 – чуть менее 150 м³. Весь отобранный объем был закачан в течение первых суток работы скважин в режиме закачки (отмечено вертикальными линиями на рис.5). Вследствие того, что отобранный объем крайне мал для того,

Рис.4. Эффективность ОПЗ на нагнетательных скважинах Приобского месторождения в динамике

Эффективность после проведения отработки за 2018 г.

1 – прирост коэффициента приемистости; 2 – длительность эффекта, мес.

Рис.5. Параметры работы скважин после запуска закачки

1-4 – номера скважин

чтобы повлиять на перераспределение пластового давления в области дренирования скважин, средняя величина значений приемистости, начиная с момента замещения, считается как прирост от обработки с проведенной ОПЗ.

Таким образом, средний прирост коэффициента приемистости в скважинах № 1 и 2 после проведения ОПЗ составил 3,4. В скважине № 3 скорость отбора была ограничена, прирост в приемистости не был получен. В скважине № 4 после обработки ОПЗ не проводилась, и получен двукратный прирост коэффициента приемистости, который в течение месяца работы скважины достиг остановочных значений.

Касательно длительности эффекта, нужно отметить, что при первичной обработке с последующей ОПЗ скважин № 1 и 2 положительный эффект наблюдался примерно в течении 10 мес. Наибольшее снижение наблюдалось в первый месяц эксплуатации. После повторной обработки делать однозначное заключение о длительности еще рано, т.к. текущие показатели работы скважин в два раза превышают остановочные и продолжают падать. Но даже верхнеуровневая оценка в результате регрессионного анализа показала, что после проведения обработки скважины достигают остановочных показателей за 7-8 мес. Скважина № 4, обработанная без кислотной обработки, имела положительный эффект в течение 1 мес. Скважина № 3 никакого прироста в приемистости не показала ввиду недостаточно высоких скоростей обработки. Важно отметить, что по регламенту освоение скважины после проведения ОПЗ не проводится, а следовательно, все продукты реакции, в числе которых может быть и нерастворимый осадок, остаются в пласте, что может повлечь существенные негативные последствия для низкопроницаемых коллекторов [6, 9]. Этот момент нуждается в дальнейшем изучении и не рассматривается в рамках данной статьи.

Выводы. Результаты апробации в полевых условиях описанного в статье подхода показывают, что коэффициент приемистости при проведении обработки скважины при максимально возможных скоростях излива с последующим ОПЗ в среднем на 40 % выше, чем после стандартной кислотной обработки забоя нагнетательной скважины. Также, данные эксперимента показали, что длительность эффекта от обработки в 1,5-2 раза выше, чем при стандартном подходе.

Авторы полагают, что проведение динамической обработки перед ОПЗ будет способствовать более эффективной очистке призабойной зоны по следующим причинам:

- происходит очистка призабойной зоны от механических примесей за счет высоких скоростей выхода жидкости;
- снижается давление в околоскважинной зоне, следовательно происходит более быстрая закачка кислотного состава;
- увеличивается радиус воздействия реагентов, вследствие чего будет снижаться скин-фактор.

При анализе отобранных в процессе обработки проб выявилось существенное содержание соединений железа. При этом в закачиваемой воде, выходящей с компрессорно-насосной станции (КНС), содержание железа было в пределах нормы. Следовательно, необходимо обратить пристальное внимание на состояние системы трубопроводов, а также проработать возможность добавки специальных антикоррозионных агентов при подготовке воды.

ЛИТЕРАТУРА

1. Глущенко В.Н. Обратные эмульсии и суспензии в нефтегазовой промышленности. М.: Интерконтакт Наука, 2008. 725 с.
2. Инструкция по применению технологии очистки призабойной зоны нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления методами изливов на месторождениях ОАО «Татнефть». РД-153.39.0-711-11. Бугульма: ТатНИПИ-нефть, 2011. 43 с.
3. Моделирование приемистости нагнетательных скважин с учетом повреждения проницаемости прискважинной зоны на нефтегазовых месторождениях Западной Сибири / С.А.Боронин, К.И.Толмачева, А.А.Осипцов, Д.В.Орлов, Д.А.Коротеев, А.Н.Ситников, А.А.Яковлев, Б.В.Белозеров, Е.В.Белоногов, Р.Р.Галеев: SPE Russian Petroleum Technology Conference. 2017. Moscow. 16-18 October. SPE 187806 RU.
4. Моделирование фильтрации суспензий в пористой среде в окрестности нагнетательной скважины / А.А.Осипцов, К.И.Толмачева, С.А.Боронин, А.Н.Ситников, А.А.Яковлев, Б.В.Белозеров, Р.Р.Галеев: Тезисы докладов Юбилейной конференции Национального комитета РАН по тепло- и массообмену «Фундаментальные и прикладные проблемы тепломассообмена» и XXI Школы-семинара молодых ученых и специалистов под руководством академика РАН А.И. Леонтьева. М.: Изд. дом МЭИ, 2017. Т. 1. С. 255-256.
5. Уолкотт Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. М.: ЮКОС Schlumberger, 2001. 144 с.

6. An integrated experimental approach to determining how invaded mud components modify near-wellbore properties / D.Mikhailov, N.Ryzhikov, V.Shako, B.Theuveny: SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition. 2014. Moscow. 14-16 October. SPE 171291-RU. DOI: 10.2118/171291-RU
7. Boronin S.A. Multi-fluid model of suspension filtration in a porous medium / S.A.Boronin, A.A.Osiptsov, K.I.Tolmacheva // Fluid Dynamics. 2015. Vol. 50. Iss. 6. P. 759-768. DOI: 10.2495/MPF 170161
8. Damage to formation surrounding flooding wells: modelling of suspension filtration with account of particle trapping and mobilization / S.A.Boronin, K.I.Tolmacheva, A.A.Osiptsov, A.N.Sitnikov, A.A.Yakovlev, B.V.Belozarov, E.V.Belonogov // Journal of Physics: Conference Series. Vol. 925. DOI 10.1088/1742-6596/925/1/012009
9. Gruesbeck C. Entrainment and deposition of fine particles in porous media / C.Gruesbeck, R.E.Collins // Society of Petroleum Engineers Journal. 1982. Vol. 22. Iss. 6. P. 847-856. DOI: 10.2118/8430-PA
10. Ochi J. Permeability decrease in sandstone reservoirs by fluid injection: hydrodynamic and chemical effects / J.Ochi, J.F.Vernoux // Journal of hydrology. 1998. Vol. 208. № 3. P. 237-248.

Авторы: **Е.В.Белоногов**, начальник управления, Belonogov.EV@gazpromneft-ntc.ru (ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия), **А.Ю.Коровин**, координатор проекта, Korovin.AYu@gazpromneft-ntc.ru (ООО «Газпромнефть НТЦ», Санкт-Петербург, Россия), **А.А.Яковлев**, д-р физ.-мат. наук, директор программ, Yakovlev.AAle@gazprom-neft.ru (ПАО «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия),

Статья поступила в редакцию 18.01.2019.

Статья принята к публикации 23.05.2019.