

Р.В. Чернов¹, В.Д. Кочетков², А.А. Липаев², М.Х. Валеев¹¹НГДУ «Бавлынефть», Бавлы²Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск

Lipaevagni@jandex.ru

ИЗМЕНЕНИЕ СХЕМЫ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ЗАКАЧКИ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТА ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

В статье изложен способ изменения схемы циклической закачки с учетом эффекта очистки призабойной зоны пласта в результате излива закачиваемого агента из низкопроницаемой скважины в высокопроницаемую. Суть его заключается в том, что, давая возможность низкопроницаемой скважине работать одной, мы существенно повышаем давление, снова увеличивается объем трещин, а, создав условия для излива, очищаем призабойную зону.

Циклическое воздействие на нефтяной пласт относится к гидродинамическим методам повышения нефтеотдачи пласта. Эти методы, к которым также относятся форсированный отбор жидкости и интенсификация закачки воды, ограничение отбора жидкости и закачки, временные остановки добывающих и нагнетательных скважин, оптимизация отбора и закачки воды, являются наиболее дешевыми технологиями повышения эффективности заводнения в неоднородных пластах.

Циклический метод заводнения применяется на месторождениях Татарии давно и показал свою высокую эффективность. Сущность его заключается в попеременном увеличении и уменьшении темпа закачки воды через нагнетательные скважины. В условиях неоднородности пластов вода движется по обводненным слоям. При стационарном заводнении низкопроницаемые участки, как правило, остаются нефтенасыщенными. При разности давлений между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми возникают перетоки между слоями и нефть, поступающая из нефтенасыщенных слоёв в обводненные, потоком воды выносится к забоям добывающих скважин.

Предложенный метод позволяет увеличить нефтеотдачу и темпы извлечения нефти при уменьшении объема закачиваемого агента.

Для типичных условий разработки девонских и бобринских отложений продолжительность полупериода закачки может составить 15 суток, турнейских отложений – 10 суток (Методическое руководство...).

Предположим, что низкопроницаемая скважина по системе водоводов связана с некоторой высокопроницаемой скважиной и эти скважины останавливаются и запускаются по технологии циклической закачки одновременно, к примеру, первую половину месяца работает одна скважина, а вторую – другая. Примем далее, что устья скважин не оборудованы обратными клапанами. После остановки КНС начинается излив из низкопроницаемой скважины, но, так как связанная с ней высокопроницаемая скважина закрыта, излив происходит в некоторую среднепроницаемую скважину. При этом скорость потока излива низкая, излив непродолжительный, объем излива – 1 м³/час и менее. Этой скорости излива не хватает, чтобы вынести грязь из призабойной зоны, и эта грязь скапливается на забое и в призабойном поровом пространстве. И постепенно проницаемость этой скважины падает.

Можно избежать загрязнения призабойной зоны, если с момента проведения КРС, ПРС создать условия для излива из низкопроницаемой скважины, способного долго поддерживать стабильную проницаемость скважины. Когда

проницаемость скважины упадет до 24 м³/сут, эффективность проведения ТДИ (технологии динамического излива) скорее всего будет нулевой, т.к. скважина вряд ли отдаст больше, чем приняла.

Чтобы минимизировать загрязнение забоя низкопроницаемой скважины, можно составить режим циклической закачки с учетом вышеизложенного. Некоторая низкопроницаемая и некоторая высокопроницаемая скважины должны останавливаться и запускаться по схеме циклической закачки **одновременно** (Хисамов, Хуррямов и др., 2007). При этом после остановки КНС в условиях отсутствия обратных клапанов на скважинах создаются благоприятные условия для естественной очистки забоя низкопроницаемой скважины. При постоянном соблюдении этих условий необходимость в дополнительных мероприятиях по очистке призабойной зоны может не возникнуть в течение достаточно долгого периода.

Конечно, циклическая закачка заключается не только в попеременных запусках/остановках скважин, но и в перемене направлений потоков, и во многих случаях две скважины, скажем, не могут останавливаться одновременно, но при возможности выбора следует учитывать эффект излива для поддержания проницаемости.

Если усовершенствовать систему циклической закачки, вместо обычной схемы 15+15 или 10+10 (15 дней работы, 15 дней остановки) можно предложить для применения следующую схему (Хисамов, Ханнанов и др., 2007):

- с 1 по 13 число месяца высокопроницаемая скважина стоит, 14 числа запускается;
- низкопроницаемая скважина запускается 1-го числа месяца, останавливается 16 числа месяца.

С 1 по 13 число низкопроницаемая скважина работает с повышенным давлением. С 14 числа, когда запускается высокопроницаемая скважина, по 16 число месяца, когда низкопроницаемая скважина останавливается, во время остановок КНС, связанных с пиковыми зонами или с техническим ограничением, создаются благоприятные условия для излива из низкопроницаемой скважины в высокопроницаемую.

Заметим, что при одновременной работе высокопроницаемых и низкопроницаемых скважин давления на устьях скважин будет пониженным. Многие низкопроницаемые скважины просто не могут принять достаточный объем из-за снижения давления, возникающего из-за поглощения большого объема закачиваемой воды высокопроницаемыми скважинами. По этой причине в процессе разработки некоторые пласты просто остаются незадействованными. При снижении давления общий объем трещин в призабойной зоне постепенно снижается.

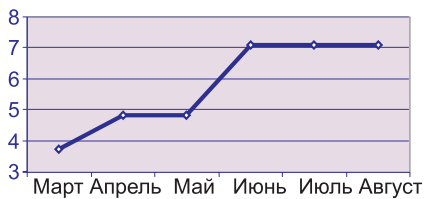


Рис. 1. Диаграмма изменения коэффициента приёмистости скв. 1Н.

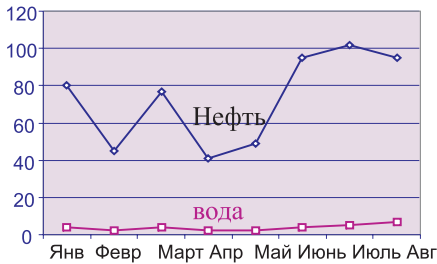


Рис. 2. Диаграмма изменения дебита нефти скв. 1Д.

Следующий момент – при одновременной работе высокоприёмистых, среднеприёмистых, низкоприёмистых скважин после частых остановок КНС, в условиях отсутствия на устьях скважин обратных клапанов, низкоприёмистая скважина в результате излива будет терять некоторый объём закачки, что экономически неэффективно. При использовании предложенной схемы низкоприёмистая скважина в основной период будет служить для эффективной закачки, а кратковременный период излива позволит поддерживать её приёмистость на необходимом уровне.

Возьмем конкретный пример: скважины 6 Н и 12 Н.

Проведенные в ЦППД НГДУ «Бавлынефть» опыты выявили следующую проблему: каждый раз после остановки КНС начинается излив из низкоприёмистой скважины 6 Н в высокоприёмистую скважину 12 Н. Скважины работают без обратных клапанов из-за опасности замерзания водовода в зимнее время. В результате излива за время простоя КНС скважина 6 Н теряет до 30-50 % закачанной воды. В абсолютных цифрах – около 45 м³ в сутки.

Используя предлагаемую схему, мы сэкономим расходы на непроизводительную закачку 585 м³ в месяц. И, благодаря одно- двухдневному периоду для излива, поддержим приёмистость скважины.

Конечно, можно сказать, что мы не теряем воду – она попадает в другую скважину, но наша цель не утилизация воды, а поддержание пластового давления, т.е. закачка воды под высоким давлением. Это один момент, а второй – геологи считают, что закачали воду в один блок, а на самом деле вода попадает совсем в другой блок. Отсюда возможный дисбаланс, дополнительные затраты на проверку счётчиков, снижение отбора нефти по одним скважинам, увеличение обводнённости по другим скважинам.

Использование обратных клапанов с просверленными отверстиями, благодаря которым сохраняется движение воды, но ограничивается объём жидкости, перетекаемой обратно, не всегда эффективно (Чернов, 2003). Устье низкоприёмистой скважины при необходимости может быть оборудовано устройством для очистки воды излива (грубодисперсным фильтром). Обратный клапан с устьевой арматуры низкоприёмистой скважины должен быть снят.

К применению данной схемы нужно подходить индивидуально, учитывая особенности каждой скважины и каждого участка. Схема позволит сэкономить миллионы рублей за счет сокращения количества различных ОПЗ, увеличения нефтеотдачи за счет повышения охвата заводнением.

Давая возможность низкоприёмистой скважине работать одной, мы существенно повысим давление, объём трещин снова повысится, а, создав условия для излива, мы очистим призабойную зону.

Следующий момент – при одновременной работе высокоприёмистых, среднеприёмистых, низкоприёмистых

Данная схема не предназначена для полной замены технологии динамического излива, но для очень многих скважин она будет эффективна, так как приёмистость скважин будет постоянно поддерживаться на определенном уровне.

С апреля 2007 года данная схема применяется в ЦППД НГДУ «Бавлынефть» по 4 группам скважин. Графики изменения приёмистости по нагнетательной скв 1Н и добычи по добывающей скважине 1Д представлены на Рис. 1 и 2.

Выводы

Предложенная схема позволит снизить количество ПРС по некоторым скважинам на 50%.

Добыча нефти повысится за счёт повышения воздействия на пласт.

Общий объём дополнительной добычи за 5 месяцев составил более 200 т. Общая экономическая эффективность за 5 месяцев превысила 300.000 руб.

Литература

Р.Т.Булгаков, Р.Х. Муслимов, Ф.М. Хаммадеев, И.Ф. Глузов, В.Д. Кочетков, Л.И. Мирсаляпова. *Повышение нефтеотдачи пластов на месторождениях Татарии*. Казань. 1978.

Инструкция по применению технологии очистки призабойной зоны нагнетательных скважин системы поддержания пластового давления методами изливов на месторождениях ОАО «Татнефть». РД 153-39.0-442-06.

Методическое руководство по совершенствованию циклического заводнения в различных геолого-физических условиях. РД 153-39.0-422-05.

Р.С. Хисамов, Р.Г. Ханнанов, Р.В.Чернов. Способ разработки нефтяного месторождения. Патент № 2302517. Приоритет 22.09.2006. Зарегистрировано 10.07.2007.

Р.С. Хисамов, А.М. Хуррямов, Р.В.Чернов. Способ разработки нефтяного месторождения. Патент № 2303126. Приоритет 19.09.2006. Зарегистрировано 20.07.2007.

Чернов Р.В. Анализ перетоков между скважинами, возникающих после остановки КНС в условиях отсутствия обратных клапанов на скважинах. Сб. тезисов «Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале 21 века». Бугульма. 2003.

Альметьевский государственный нефтяной институт, 2007. 92 с.

Разработка месторождений природных битумов

Учебное пособие для студентов специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

А.А. Липаев, З.А. Янгуразова

Учебное пособие является одной из первых работ, посвященной важной и перспективной проблеме нефтедобывающей промышленности – разработке месторождений природных битумов. В книге показано распространение битумов, дана их классификация и основные свойства, изложены современные технологии разработки отмеченных углеводородов и опыт их применения. Приведены методы контроля за разработкой природных битумов и пути решения возникающих экологических проблем на примере Республики Татарстан. Рассмотрены проблемы совершенствования тепловых методов разработки природных битумов.

Пособие предназначено для студентов нефтяных ВУЗов и других учебных заведений, специализирующихся в области изучения технологий разработки битумных месторождений, аспирантам, специалистам научно-исследовательских и проектных институтов, инженерно-техническим работникам нефтедобывающей промышленности.

ББК 33.36