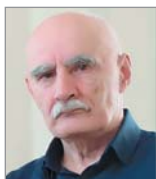


Особенности организации и моделирования процесса нестационарного циклического заводнения

ENG



В.В. Баушин



А.И. Никифоров



Р.Г. Рамазанов

В.В. Баушин, baushinv@mail.ru /ООО «Импел», г. Казань/

А.И. Никифоров, д.ф.-м.н., проф.
/ИММ ФИЦ КазНЦ РАН, г. Казань/

Р.Г. Рамазанов, к.т.н. /ООО «Нефтегазовый НИЦ
МГУ им. М.В. Ломоносова», г. Москва/

В статье представлены результаты научно-исследовательской работы, проведенной с целью определения влияния на коэффициент извлечения нефти (КИН) расстояния между скважинами, сжимаемости нефти, циклического воздействия в сочетании с полимерным заводнением. На основании проведенных экспериментов сделан вывод, что расстояние между скважинами имеет большее значение при выборе оптимального полупериода нестационарного заводнения, и эффект от циклического воздействия совместно с полимерным заводнением выше простой суммы эффектов от циклического воздействия при обычном заводнении и при полимерном заводнении.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нестационарное заводнение нефтяных пластов, снижение обводнения залежи, полимерное заводнение, определение оптимального полупериода циклической закачки, программный пакет TEMPEST MORE, сжимаемость нефти, циклическое заводнение, влияние расстояния между скважинами на эффективность циклического заводнения, повышение нефтеотдачи пластов, комплексное применение полимерной закачки с циклическим заводнением

Features to Organize and Simulate the Process of Non-Stationary Cyclic Flooding

V.V. Baushin /"Impel" LLC, Kazan/
A.I. Nikiforov, DSc, Prof.
/IMM FITC KazNC RAS, Kazan/
R.G. Ramazanov, PhD /"Oil and Gas
Research Center M.V. Lomonosov MSU,
Moscow/

The article presents the results of research work carried out to determine the effect of distance between the wells, oil compressibility, cyclic effects in combination with polymer flooding upon the oil recovery factor (ORF). Based on the conducted experiments, the paper presents the conclusion that the distance between the wells is of great importance when choosing the optimal half-period of non-stationary flooding, and the effect of cyclic exposure together with polymer flooding is higher than the simple sum of the effects including cyclic process during normal flooding and polymer flooding.

KEY WORDS: non-stationary flooding of oil reservoirs, reduction of reservoir water-cut, polymer flooding, determination of optimal half-cycle of cyclic injection, TEMPEST MORE software package, oil compressibility, cyclic flooding, the effect of distance between wells upon the efficiency of cyclic flooding, enhanced oil recovery, integrated application of polymer injection with cyclic flooding

Нестационарное заводнение нефтяных пластов направлено на увеличение охвата невовлеченных участков продуктивного пласта и снижение обводнения залежи за счет возникновения градиента давления между низко- и высокопроницаемыми прослоями коллектора.

В предыдущей публикации [1] авторского коллектива настоящей работы был предложен подход к выбору полупериода циклического воздействия на примере реальных объектов Сибири. Однако остался ряд нерешенных задач, которые и являются целью настоящей работы. В частности, рассмотрено

влияние на коэффициент извлечения нефти (КИН) расстояния между скважинами, сжимаемости, циклического воздействия в сочетании с полимерным заводнением.

Численные эксперименты с применением гидродинамического симулятора, рассмотренные в данной работе, направлены на определение оптимального полупериода циклической закачки и прогнозирование эффективности различных вариаций длительности полуцикла. Для расчета использовался программный пакет TEMPEST MORE (полностью неявная двухфазная трехмерная модель нелетучей нефти).

Монолитные коллекторы с одинаковыми фильтрационно-емкостными свойствами как по простиранию, так и в разрезе хорошо вырабатываются классическими методами разработки. Для численных экспериментов использовалась слоистая неоднородная структура, содержащая геологические тела с высокими и низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), воспроизводящая основные особенности природных резервуаров – наличие высокопроводящих каналов и слабопроницаемых включений (**рис. 1**).

Размерность сетки $50 \times 50 \times 4$. Коэффициент проницаемости по напластованию менялся в пределах $0,0003\text{--}13,798 \text{ мкм}^2$ (в среднем $0,472 \text{ мкм}^2$), а по оси z отличался на множитель $0,1$. Пористость и нефтенасыщенность пласта считались постоянными, соответственно равными $0,2$ и $0,6$. Четыре нагнетательные скважины (I-1, I-2, I-3, I-4) располагались в вершинах элемента заводнения, а одна добывающая P-1 – в центре. Функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление показаны на **рис. 2**, где S_w – водонасыщенность, F_w и F_o – относительные фазовые проницаемости воды и нефти, P_c – капиллярная разность давлений в фазах.

Целью первого эксперимента являлся подбор оптимальной продолжительности полупериода циклической закачки в условиях проницаемостной неоднородности.

Циклическое воздействие на пласт проводилось в течение четырех лет после достижения обводненности продукции добывающих скважин в 75% при условии сохранения объемов закачки стационарного заводнения. На добывающей скважине поддерживалось постоянное давление 20 МПа . На нагнетательных скважинах задавался дебит: при стационарном заводнении дебит каждой скважины принимался равным $75 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в течение по-

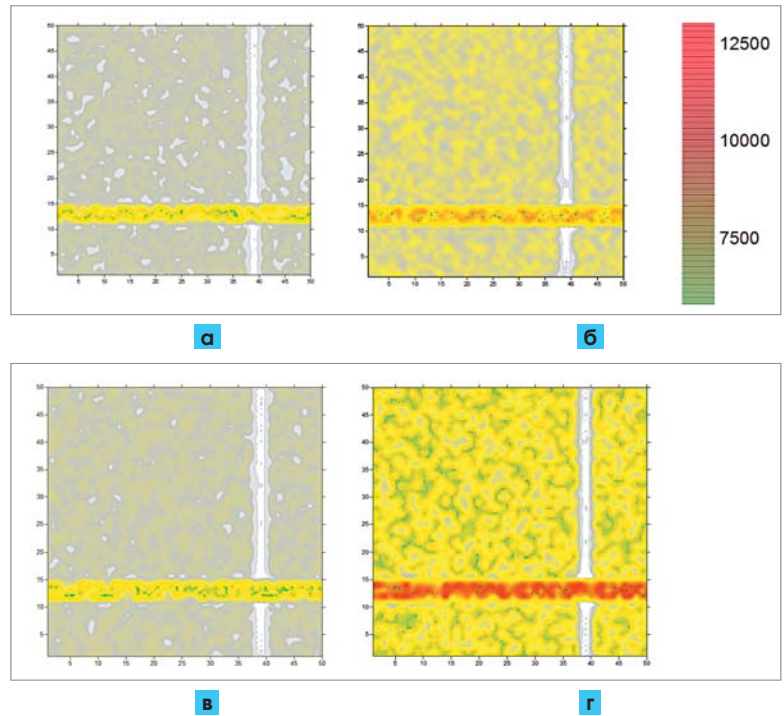


Рис. 1. Распределение проницаемости по слоям модели

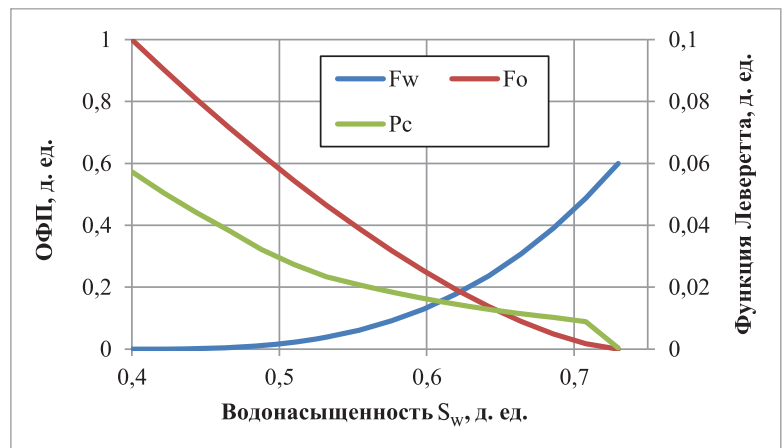


Рис. 2. Функции относительных фазовых проницаемостей и капиллярное давление

луцикла при циклировании – $150 \text{ м}^3/\text{сут}$. В первый полуцикл работали скважины I-1 и I-2, а во второй – I-3 и I-4.

На **рис. 3** представлена насыщенность пласта нефтью после стационарного заводнения при достижении обводненности продукции скважины в 98% (базовый вариант).

Результаты расчета различных полупериодов закачки показали следующее (**рис. 4**):

- циклическое воздействие эффективно при любой (разумной) длительности полуцикла;
- существует оптимальная длительность полуцикла, при которой достигается наибольший эффект.

Для моделируемого объекта оптимальная длительность полуцикла – 30 суток.

Необходимо отметить, что полученный результат характерен только для выбранной схемы циклирования и особенностей ФЕС пласта.

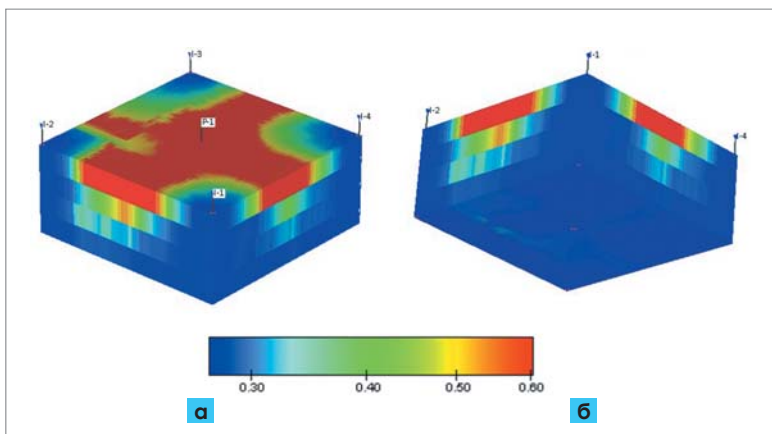


Рис. 3. Нефтенасыщенность пласта на конец разработки: а – вид сверху, б – вид снизу

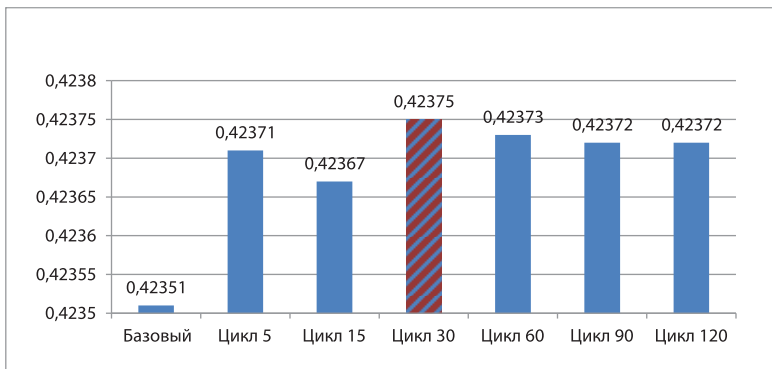


Рис. 4. Конечный коэффициент извлечения нефти при достижении обводненности в 98 %. Расстояние между нагнетательными и добывающей скважинами 450 м

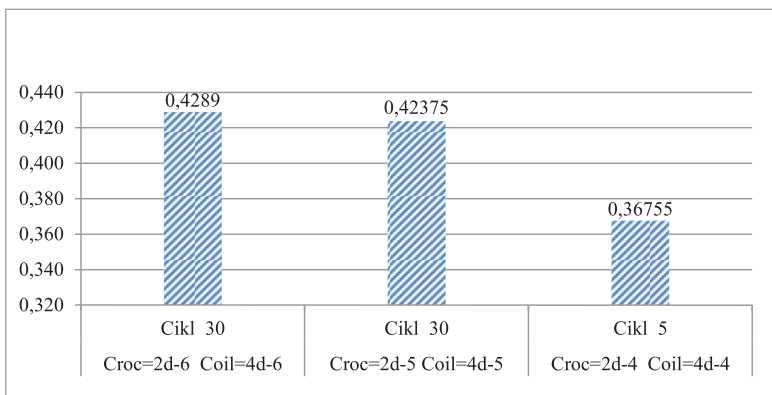


Рис. 5. Коэффициент извлечения нефти при различных сжимаемостях нефти и породы

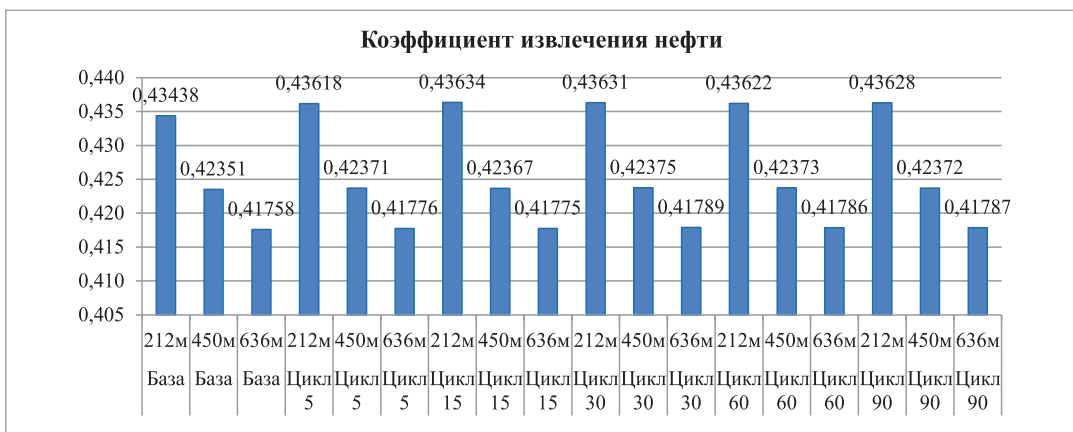


Рис. 6. Коэффициент извлечения нефти при различных вариантах длительности полуцикла и размере элемента заводнения

Влияние сжимаемости нефти и горной породы при циклическом заводнении с полупериодом 5, 15, 30, 60, 90 и 120 суток рассмотрено во втором эксперименте. При этом сжимаемость нефти задавалась равной 4×10^{-6} , 4×10^{-5} , 4×10^{-4} МПа, породы – 2×10^{-6} , 2×10^{-5} , 2×10^{-4} МПа.

По результатам моделирования можно сделать вывод, что с ростом сжимаемости КИН снижается. Разница в КИН между рассчитанными вариантами с низкой и высокой сжимаемостью при прочих одинаковых параметрах достигает 11,5 % (рис. 5). Кроме того отмечено, что с увеличением сжимаемости оптимальный полуцикл смещается в сторону меньшего периода времени циклического воздействия закачкой.

В третьем эксперименте изучалось влияние расстояния между скважинами в технологической ячейке разработки на эффективность циклического заводнения с полупериодами закачки в 5, 15, 30, 60, 90 суток.

Эксперимент был поставлен в моделях с расстоянием между ближайшими нагнетательными скважинами 212, 450 и 636 м, то есть минимальный линейный размер элемента заводнения отличался от максимального в три раза.

Условием проведения являлось применение воздействия при обводненности добываемой продукции скважин в 75 % с сохранением равенства объемов закачки и отбора (то есть при компенсации 100 %). Продолжительность циклики четыре года с дальнейшим расчетом стационарного режима до наступления обводненности в 98 %.

Вследствие того, что объемные характеристики моделей различны, количественный анализ по текущей и накопленной добыче нефти не проводился.

Результаты расчета конечного коэффициента нефтеизвлечения представлены на рис. 6.

Во всех вариантах базовый расчет (без циклического воздействия) имеет КИН ниже всех вариантов расчета с применением циклического заводнения. Наилучшим по конечному КИН является самый маленький объект с сеткой 212 м в варианте с полупериодом 15 дней (рис. 7).

Из анализа результатов расчетов можно сделать следующие выводы. При одинаковых параметрах пласта объекту, имеющему меньшие размеры (плотность сетки скважин выше), соответствует меньший оптимальный полупериод циклического воздействия. Кроме того, эти расчеты подтверждают известный факт, что на объекте, имеющем большую плотность сетки скважин (линейный размер 212 м), достигается больший КИН (см. базовые расчеты), а циклическое воздействие только усиливает этот эффект. Таким образом, расстояние между скважинами имеет большое значение при выборе оптимального полупериода нестационарного заводнения.

Целью четвертого эксперимента являлось определение эффективности циклического воздействия в комплексе с полимерным заводнением.

Расчеты проводились на элементе заводнения с линейным размером 450 м. Полагалось, что раствор полимера с соотношением вязкости к воде 6 к 1 закачивается в пласт только во время циклического воздействия в течение первой половины года от начала воздействия в каждый активный полуцикл работы нагнетательных скважин.

Результаты эксперимента приведены на рис. 8. На этом же рисунке для сравнения приведены результаты расчетов обычного заводнения (База), циклического заводнения (Цикл 30) и полимерного заводнения без циклического воздействия при объеме закачки раствора, равном объему при циклической закачке (Полимер). Из-за малой длительности закачки раствора полимера КИН при стационарном заводнении (Полимер) достигает меньшего значения, чем КИН при циклическом воздействии (Цикл 30). Вместе с тем видно, что эффект от циклического воздействия совместно с полимерным заводнением при любой длительности



Рис. 7. КИН при различных вариантах полупериода закачки. Размеры элемента заводнения 212 м (а), 450 м (б), 636 м (в)

полуцикла выше простой суммы эффектов от циклического воздействия при обычном заводнении и при полимерном заводнении, т. е. проявляется синергетический эффект.

Следует отметить, что с ростом объемов закачки раствора полимера увеличивается охват воздействием по площади и разрезу пласта, растет КИН.

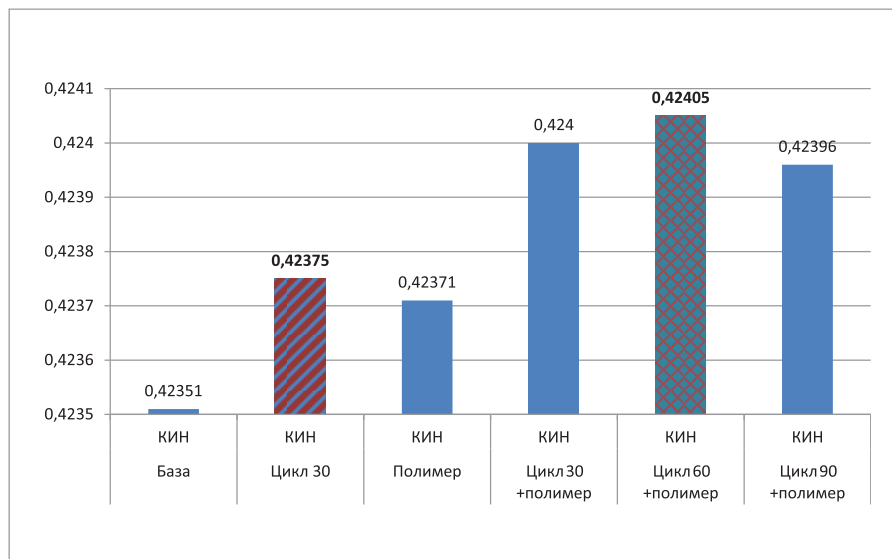


Рис. 8. Коэффициент извлечения нефти в вариантах с полупериодами 30, 60 и 90 суток и полимерном заводнении

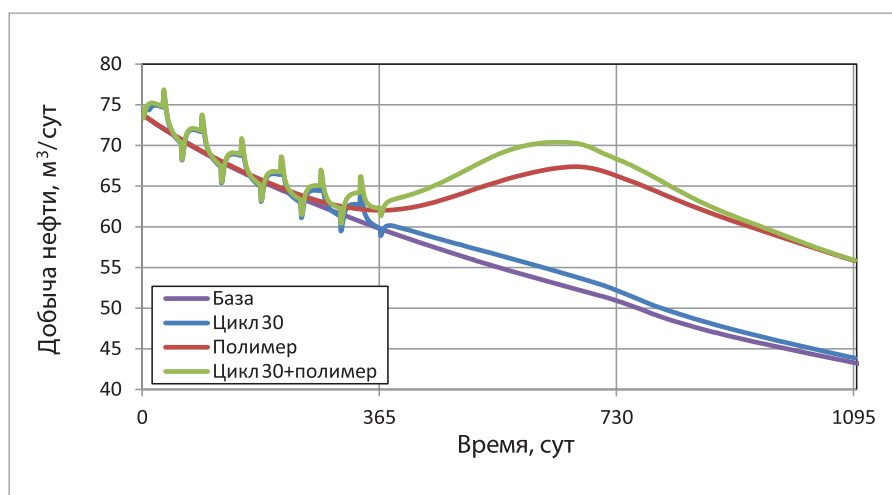


Рис. 9. Добыча нефти при различных вариантах воздействия

Обычно эффективность того или иного метода повышения нефтеотдачи пластов оценивается либо в процессе воздействия, либо по прошествии небольшого промежутка времени после воздействия. На **рис. 9** приведены графики добычи нефти при обычном, циклическом, полимерном, а также при полимерном циклическом заводнении. Период полупериода – 30 суток. Видно, что: а) в период воздействия эффект от него проявляется слабо; б) максимальный прирост в добыче нефти достигается через год после окончания воздействия; в) на рассматриваемом промежутке времени прирост добычи нефти в результате полимерного заводнения существенно превышает прирост от циклического

воздействия, тогда как на конец разработки картина обратная (см. рис. 8). Возникает вопрос: как и на какой момент времени оценивать результаты применения метода повышения нефтеотдачи? г) проявляется синергетический эффект – прирост от циклического воздействия при полимерном заводнении (Цикл30+полимер – Полимер) существенно превышает прирост от циклического воздействия над обычным заводнением (Цикл30 – База).

Комплексное применение полимерной закачки в течение шести месяцев совместно с циклическим заводнением в течение четырех лет по результатам выполненных расчетов увеличивает конечный КИН на 3,5 % по сравнению с обычным заводнением.

Технология полимерного заводнения, безусловно, наиболее эффективное средство повышения нефтеотдачи пластов. Однако применение этой технологии в комплексе с циклическим воздействием приводит к появлению синергетического эффекта, а это дает новый подход к выработке запасов нефти, способный повысить КИН.

Следует отметить, что все расчеты выполнены без учета возможных технологических ограничений на забойные давления в нагнетательных и добывающих скважинах. В случае достижения технологического ограничения отбор по жидкости с большей вероятностью уменьшится, и результаты будут несколько отличаться от приведенных выше.

ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Баушин В.В., Никифоров А.И., Рамазанов Р.Г. // Нефть. Газ. Новации. – 2022. – №2. – С.51–55.
2. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М.Л. Сургучев, О.Э. Цынова, И.Н Шарбатова [и др.]. – М.: ВНИОЭНГ, 1977. – 65 с.
3. Горбунов А.Т., Шавалиев А.М. Инструкция по совершенствованию технологии циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков. РД-39-0147035-232-88 // ВНИИ, ТатНИПИнефть. – 1988. – 90 с.
4. Щербатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на однородные нефтяные пласты. – М: Недра, 1988. – 121 с.
5. Сургучев М.Л. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52–57.
6. Богданов С.Д. Оценка эффективности циклического метода с учетом фактора времени // Геология нефти и газа. – 1991. – № 2. – С. 30–31.
7. Оганджянц В.Г. Теория и практика добычи нефти при циклическом заводнении // Разработка нефтяных и газовых месторождений, сер. Горное дело: Сб. трудов ВНИИТИ. – М., 1970. – С. 39–79.