

## Метод подбора длительности полуцикла при циклическом заводнении нефтяных пластов

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/

Задача выработки запасов нефти низкопроницаемых зон коллектора может быть решена применением метода циклического (нестационарного) заводнения. Авторами предложен методический подход к выбору полупериода закачки, основанный на ранжировании продуктивных интервалов коллектора по абсолютной проницаемости. Оптимальная продолжительность закачки при циклическом воздействии определяется по результатам гидродинамических расчетов.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** добыча нефти, повышение коэффициента извлечения нефти, циклическое заводнение нефтяных пластов, гидродинамическое моделирование технологии циклического заводнения, ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора

Технология циклического (нестационарного) заводнения заключается в периодическом изменении расходов (давлений) закачиваемой воды при непрерывной или периодической добыче жидкости из залежи со сдвигом фаз колебаний давления по отдельным группам скважин [1]. При таком нестационарном воздействии на пласты в них проходят волны повышения и понижения давления, в результате чего изменяются направления фильтрационных потоков, нарушается локальное капиллярно-гравитационное равновесие и за счет этого вовлекаются в активную разработку малоподвижные и неподвижные запасы нефти.

Общепризнанным достоинством метода является простота его осуществления, применимость в широком диапазоне пластовых условий и достаточно высокая экономическая и технологическая эффективность [2]. Оснащение промыслов современными насосами позволяет осуществлять процесс без дополнительных затрат на переустройство системы заводнения.

Наибольший эффект от применения метода по сравнению с обычной технологией заводнения достигается на объектах, характеризующихся следующими свойствами и условиями:

### Method to Select Half-Cycle Duration in Process of Cyclic Oil Reservoir 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 problem of oil reserves development having low-permeable reservoir zones can be resolved by the application of cyclic (non-stationary) flooding method. The authors propose a methodological approach to the selection of injection half-period, based at the ranking of productive reservoir intervals by their absolute permeability. The optimal duration of injection during cyclic effect is determined by the results of hydrodynamic calculations.

**KEY WORDS:** oil production, growth in oil recovery factor, cyclic oil reservoir flooding, hydrodynamic modeling of cyclic flooding procedure, ranking of reservoir intervals permeability

- наличие сформированной системы заводнения с действующим фондом нагнетательных скважин и достаточным числом реагирующих добывающих скважин для обеспечения эффективности технологии;

- высокая макронеоднородность продуктивных пластов, т.е. большая расчлененность, слоистость и зональная неоднородность с резким изменением свойств от слоя к слою, от участка к участку и т.п.;

- наличие гидродинамической связи между разнородными слоями, зонами и участками пласта, допускающей перетоки жидкости при больших градиентах давления;

- гидрофильность пористой среды в пластовых условиях;

- технико-технологическая возможность создания высокой амплитуды колебаний давления (расходов), которая реально может достигать 0,5–0,7 от среднего перепада давления между линиями нагнетания и отбора (среднего расхода).

Однако, как и любой метод воздействия на нефтяные залежи с целью повышения коэффициента извлечения нефти, метод циклического заводнения требует подбора оптимальных параметров технологии путем предварительных расчетов на физически содержательных математических моделях.

Для определения длительности полуциклов нестационарного воздействия обычно используется формула М.Л. Сургучева [3, 4]:

$$t = \frac{L^2}{2 * \chi},$$

где  $t$  – длительность полуцикла, с;  $\chi$  – средняя пьезопроводность продуктивной части пласта, м<sup>2</sup>/с;  $L$  – длина фронта нагнетания, расстояние от линии нагнетания до среднего

расстояния границы воздействия, м. В формулу входит параметр, зависящий от свойств пласта:

$$\chi = \frac{k}{\mu_n * (m * \beta_{ж} + \beta_{ср.д.})},$$

где  $k$  – средняя проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $m$  – пористость, д. ед.;  $\mu$  – вязкость, мПа·с;  $\beta_{ж}$ ,  $\beta_{ср.д.}$  – коэффициенты упругости жидкости и породы, 1/Па.

Следует отметить, что заводненные объемы пласта могут характеризоваться различной проницаемостью, и непосредственное применение формулы М.Л. Сургучева со средней проницаемостью по всему объекту может дать искаженный результат. Кроме того, результаты применения технологии существенно зависят от схемы циклирования, т.е. от порядка перебора скважин, на которых проводится смена режимов работы насосов. Выбор схемы циклирования – это своего рода искусство, требующее от разработчика представления о сложившихся фильтрационных потоках в пласте и об ожидающих их изменениях в результате воздействия.

Для минимизации количества расчетных вариантов и сокращения вычислительных затрат авторами работы предлагается схема выбора технологии циклического заводнения, в которой объект разбивается на «классы» по проницаемости с определенным диапазоном параметра. Для каждого класса вычисляется продолжительность полупериода воздействия по формуле М.Л. Сургучева. Затем выполняется гидродинамическое моделирование технологии циклического заводнения с полученными значениями полупериодов закачки, выбирается наилучший вариант.

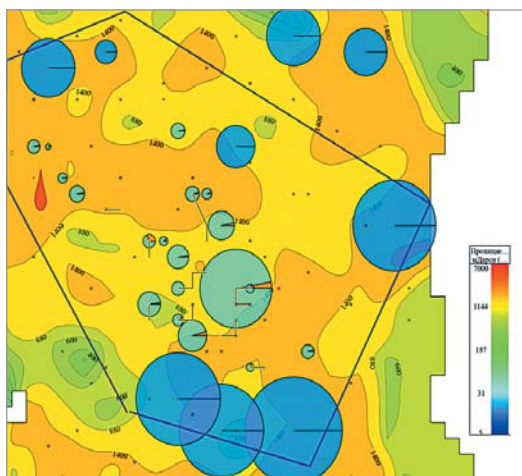
Эффективность нестационарного заводнения проявляется в дополнительно добытой нефти, в уменьшении или стабилизации обводненности добываемой продукции, снижении объемов добычи попутной воды, а также потребного объема закачки воды при нестационарном заводнении по сравнению со стационарным.

На примере трех участков демонстрируется методика подбора двух важнейших параметров технологии – схемы циклирования и длительности полуцикла. Проведение циклического воздействия предполагается в течение шести месяцев при условии полного завершения цикла, эффективность мероприятия оценивалась с начала проведения мероприятия и за год наблюдения эффекта со времени окончания последнего цикла.

При проектировании были рассмотрены как классические схемы применения технологии нестационарного заводнения (через одну или две нагнетательные скважины), так и предложены схемы, основанные на учете особенностей геолого-физических свойств коллектора.

**Объект X.** Разработка объекта находится на завершающей стадии. На данной стадии разработки произошел переход от рядной системы к избирательной с применением приконтурного и очагового заводнения. Для опробования технологии были выделены два участка, характеризующиеся проницаемостной неоднородностью, – коэффициент абсолютной проницаемости проницаемых интервалов по скважинам участков лежит в интервале величин от 0,001 до 2,25 мкм<sup>2</sup>.

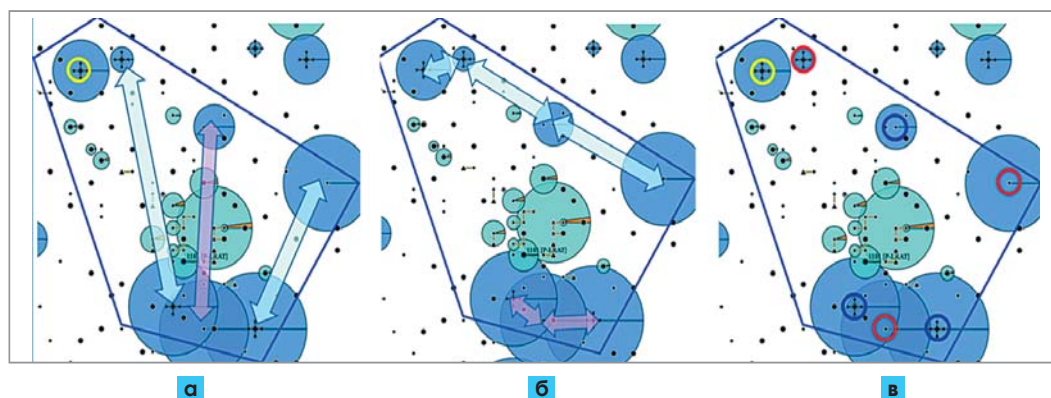
По участку № 1 (рис. 1) для расчета полуциклов закачки выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением на 4 класса в следующих диапазонах: 1 класс – до 50,0·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (9,6 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс – 50,0–270·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> – 5,3 %, 3 класс – 270,0–450,0·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> – 4,1 %; 4 класс – более 450·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> – 81 %.



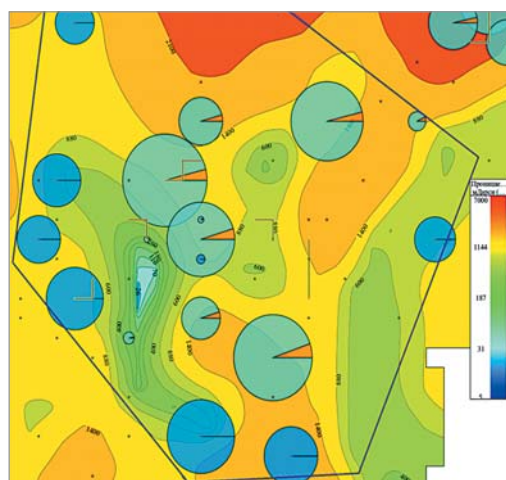
**Рис. 1.** Выкопировка с карты проницаемости объекта X с нанесенными границами участка № 1



**Рис. 2.** Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 1



**Рис. 3.** Рядная с севера на юг (а), с запада на восток (б), через однагнетательную скважину (в) схемы циклического заводнения по участку № 1



**Рис. 4.** Выкопировка с карты проницаемости объекта X с нанесенными границами участка № 2

Коллекторы 1 класса обладают низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) – в них вытеснение нефти крайне затруднено. Коллекторы классов 3 и 4 являются наиболее проницаемыми.

За 100 % взято суммарное количество значений абсолютной проницаемости проницаемых интервалов по всем слоям (рис. 2).

Длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов, рассчитанная по формулам М.Л. Сургучева, соответственно равна 156, 15, 6 и 3 суткам, для расчета принята длительность 15, 6 и 3 суток.

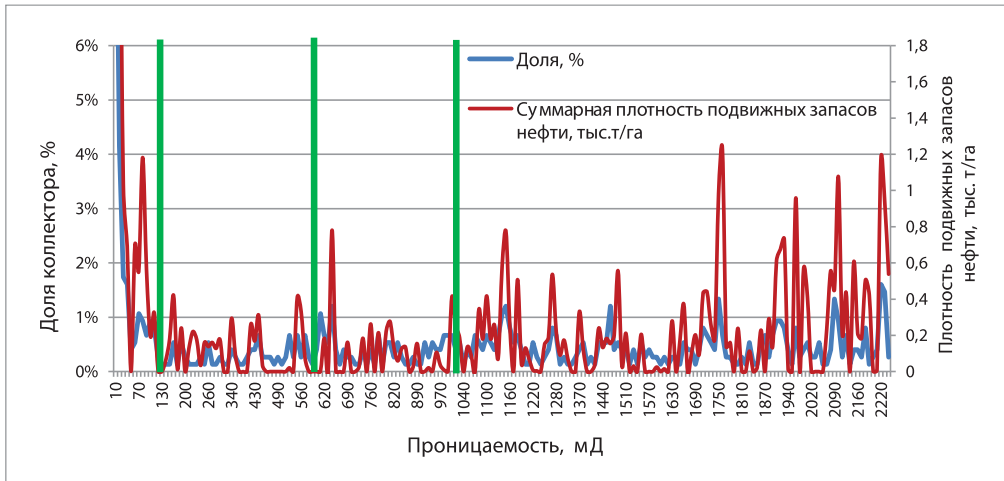
Устанавливать слишком большую продолжительность циклов нецелесообразно, поскольку волна градиента давления после прохождения по пласту от возмущающей скважины к реагирующей исчезает, и для запуска новой волны требуется переключение режимов [5]. Кроме того, при длительных остановках в первый полупериод происходит значительная потеря добычи нефти за счет снижения компенсации отборов закачкой и, следовательно, пластового давления, невозможная в следующем полуцикле.

По участку были подобраны три схемы циклического воздействия: рядная с севера на юг; рядная с запада на восток; через одну нагнетательную скважину. Предполагается постоянная работа узловой скважины (рис. 3).

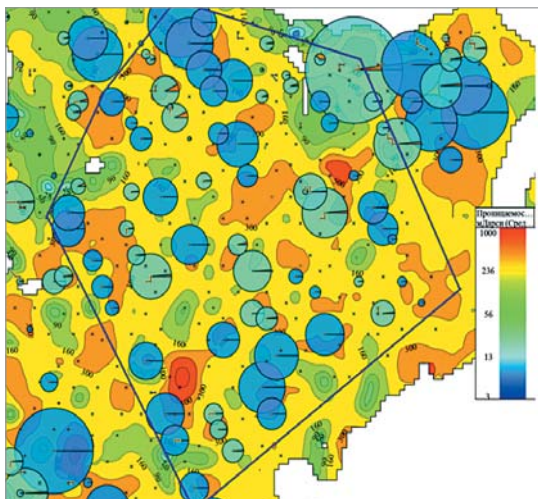
Использование узловой скважины позволит исключить резкое снижение пластового давления всего участка, а также даст возможность при необходимости скорректировать объемы закачки при увеличении освободившегося объема воды в результате остановки нагнетательных скважин.

Для участка № 2 (рис. 4) выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением также на 4 класса в следующих диапазонах: 1 класс – до  $100,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (22,2 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс –  $100,0–580,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 12,2 %; 3 класс –  $580,0–1020 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 15,6 %; 4 класс – более  $1020 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – 50,0 % (рис. 5).





**Рис. 5.** Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 2



**Рис. 6.** Выкопировка с карты проницаемости объекта У с нанесенными границами участка № 3

Длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов соответственно равна 15, 6, 3 и 1 суткам. Для расчета принята длительность 15, 6 и 3 суток, так как полупериоды менее 3 суток в условиях неоднородного коллектора из-за удаленности зоны отбора

слишком малы для создания значительных перепадов давлений, а также технически сложновыполнимы.

По участку были подобраны три схемы циклического воздействия: угловая, через одну нагнетательную скважину, по две нагнетательные скважины.

**Объект У.** По залежи реализована трехрядная система в сочетании с приконтурным и очаговым заводнением, на краевых участках – площадная пятиточечная система с горизонтальными добывающими скважинами.

По скважинам участка коэффициент абсолютной проницаемости по слоям находится в диапазоне от 0,001 до 1,8 мкм<sup>2</sup> (рис. 6).

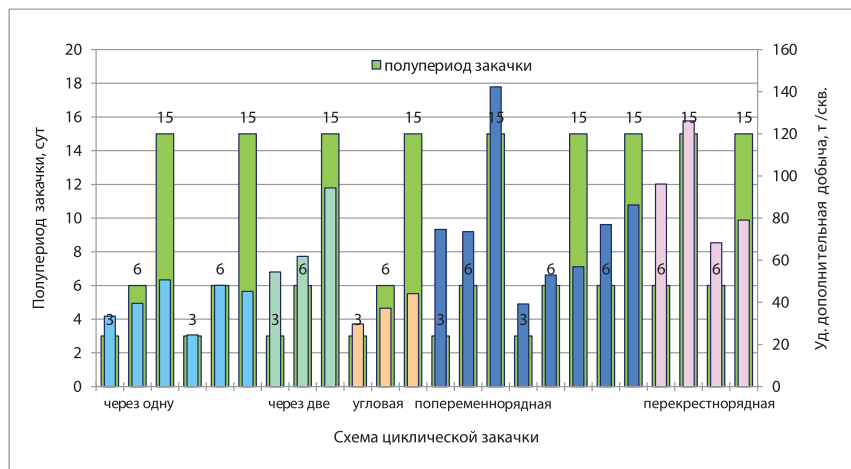
Выполнено ранжирование проницаемости интервалов пласта-коллектора с разделением также на 3 класса в следующих диапазонах: 1 класс – до 40,0·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> (4,8 % от общего числа проницаемых интервалов), 2 класс – 40,0–150·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> – 22,6 %; 3 класс – более 150·10<sup>-3</sup> мкм<sup>2</sup> – 72,6 % (рис. 7).

Согласно формулам М.Л. Сургучева, длительность полуциклов для выделенных классов коллекторов соответственно равна 80, 15 и 6 суткам, для расчета принята длительность 15 и 6 суток.

По участку приняты следующие схемы закачки: попеременная с постоянной работой узловой скважины, перекрестная через две нагнетательные скважины, перекрестнорядная, схема через одну нагнетательную скважину.



**Рис. 7.** Распределение доли коллектора и плотности подвижных запасов нефти в зависимости от значений абсолютной проницаемости продуктивных интервалов по скважинам участка № 3



**Рис. 8.** Зависимость удельной дополнительной добычи нефти от полупериода и схемы воздействия

Таким образом, по трем участкам для выделенных классов коллекторов рассчитана длительность полуциклов и сформированы от трех до пяти схем циклического заводнения, эффективность которых оценивалась на основе гидродинамического расчета.

Цикл работы нагнетательных скважин в вариантах с нестационарным заводнением складывается из двух полуциклов равной длительности – полуциклов нагнетания и простоя. С целью сохранения накопленных объемов закачки в полуцикле нагнетания приемистость нагнетательных скважин увеличивается по сравнению с приемистостью в варианте со стационарным заводнением.

Распределение удельной (из расчета на одну реагирующую добывающую скважину) дополнительной добычи в зависимости от полупериодов и

схем циклической закачки по 24 вариантам, полученное по результатам моделирования, представлено на графике (рис. 8).

Исходя из анализа зависимости эффективности от полупериода закачки, представленного на графике (рис. 9, а), просматривается линейный рост удельной дополнительной добычи с увеличением полупериода.

Однако расчеты с полупериодом в 60 суток показали, что на участке при выбранной попеременнорядной схеме происходит падение дополнительной добычи нефти (рис. 9, б).

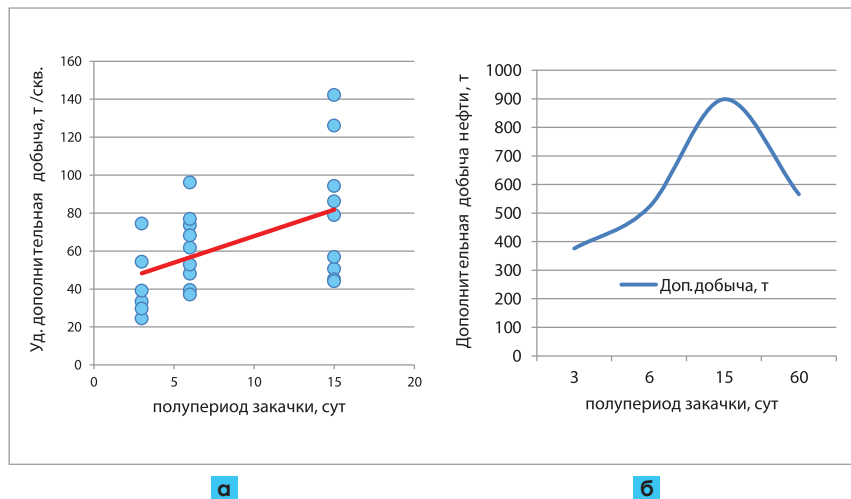
Из анализа графиков видно, что наибольшая эффективность различных схем воздействия по участкам достигается при закачке с полупериодом в 15 суток, что является оптимальным полупериодом для трех участков, два из которых схожи по геологическому строению.

## ВЫВОДЫ

Предложен методический подход к выбору полупериода закачки при циклическом заводнении, основанный на сочетании формулы М.Л. Сургучева и гидродинамических расчетов на полномасштабной модели и позволяющий минимизировать вычислительные затраты.

Выделение классов коллекторов в зависимости от значений абсолютной проницаемости дает возможность рассчитать набор длительностей полуциклов воздействия нестационарным заводнением, а затем по результатам гидродинамического моделирования выбрать из них оптимальный.

Показано, что для выбранных участков объектов полупериод 15 дней является оптимальным с наибольшей дополнительной добычей нефти.



**Рис. 9.** Зависимость удельной дополнительной добычи нефти от 1 полупериодов 3, 6, 15 суток (а); зависимость дополнительной добычи нефти от полупериодов при попеременнорядной схеме (б)

## ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ ИСТОЧНИКИ

1. Циклическое заводнение нефтяных пластов / М.Л. Сургучев, О.Э. Цыпкина, И.Н. Шарбатова [и др.]. – М.: ВНИИОЭНГ, 1977. – 65 с.
2. Горбунов А.Т., Шавалиев А.М. Инструкция по совершенствованию технологии циклического заводнения и изменения направления фильтрационных потоков. РД-39-0147035-232-88 // ВНИИ, ТатНИПнефть. – 1988. – 90 с.
3. Щербатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М: Недра, 1988. – 121 с.
4. Сургучев М.Л. Импульсное (циклическое) воздействие на пласт как метод повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 1965. – № 3. – С. 52–57.
5. Богданов С.Д. Оценка эффективности циклического метода с учетом фактора времени // Геология нефти и газа. – 1991. – № 2. – С. 30–31.
6. 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.