

**В.П. Цепелев**, к.т.н., главный специалист отдела мониторинга разработки, e-mail: vpcepelev@udmurtneft.ru; **В.А. Насыров**, начальник отдела мониторинга разработки; **С.И. Качурин**, к.т.н., руководитель группы гидродинамического моделирования, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»

## АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

**ANALYSIS OF NON-STATIONARY WATERFLOODING APPLICATION IN OIL FIELDS OF ОАО «UDMURTNEFT»**

*V.A. Nasyrov, S.I. Kachurin, V.P. Cepelev, CJSC «Izhevsk oil science centre»*

*In the article non-stationary waterflooding application in oil fields of ОАО «Udmurtneft» efficiency is carried out. Firstly, simple (abstract) formations were studied for correlating efficiency with working regime, then working with real development objects. Simulation models and well-known methods were the main investigation instruments. Moreover, statistic analysis of actual cyclic waterflooding operations was made to figure out key factors, affecting the efficiency of such processes in the formation.*

*Keywords: cyclic waterflooding, simulation modeling, efficiency calculation, optimum half-cycle calculation, application statistics.*

Циклическое заводнение является одним из видов нестационарного воздействия при реализации гидродинамических методов повышения нефтеотдачи пластов. В отличие от классического заводнения, эффективность которого резко снижается при усилении степени геологической неоднородности разреза, циклика позволяет охватить не вовлеченные в разработку нефтяные слои и застойные области пласта, что способствует увеличению нефтеотдачи и уменьшению относительных объемов добываемой воды.

Впервые предположение об эффективности циклического способа заводнения было высказано М.Л. Сургучевым в конце 1950-х гг. на основе анализа разработки месторождений Куйбышевской области.

Одним из достоинств данного метода является отсутствие дополнительных капитальных вложений, т.к. для его применения не требуется каких-либо серьезных проектных и инфраструктурных изменений.

Целью данной работы является определение оптимальных режимов нестационарной закачки на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», а также оценка эффективности данного метода заводнения.

### КРАТКАЯ ТЕОРИЯ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ

При периодическом нарушении установившегося состояния гидродинамической системы, которое происходит в нефтяной залежи при циклическом (нестационарном) заводнении, возникают следующие процессы:

1. Проявляются упругие силы, способствующие дополнительному вытеснению нефти;
2. Между различными зонами, каналами и потоками жидкостей возникают градиенты давления, способствующие интенсификации перетоков жидкостей из одних слоев в другие, из трещин в блоки и т.д.;
3. Изменяются направления фильтрационных потоков;
4. Вызывается капиллярное замещение нефти водой в малопроницаемых зонах.

Существует теоретическая зависимость для расчета длительности полуцикла нестационарного воздействия [1]:

$$T=L^2/2\chi, \quad (1)$$

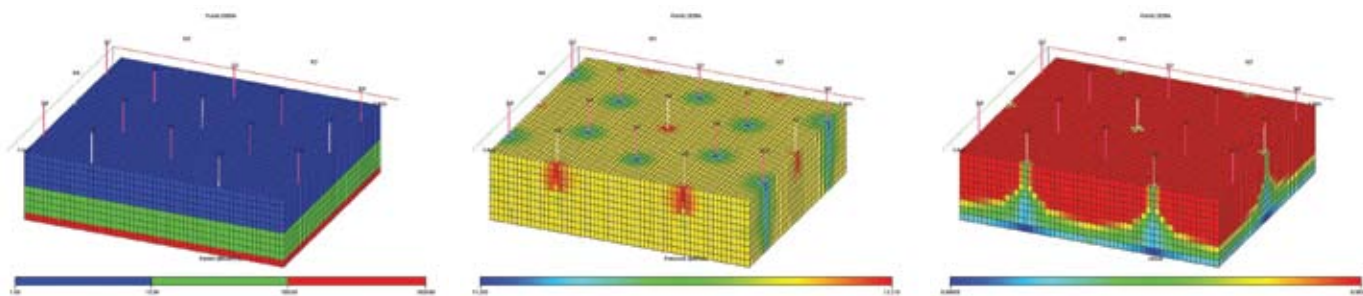


Рис. 1. Упрощенная послойно-неоднородная модель

где  $T$  – длительность полуцикла, с;  
 $L$  – расстояние от возмущающей скважины до фронта вытеснения нефти водой, м;

$\chi$  – пьезопроводность продуктивной части пласта,  $\text{м}^2/\text{с}$ .

На практике расстояние  $L$  оценить довольно сложно, особенно в порово-трещинном коллекторе, поэтому рекомендуется подбирать длину цикла эмпирическим путем, исходя из показателей работы окружающих скважин (обводненности).

**По данным ВНИИОЭНГ [2], циклическая закачка эффективна, если:**

1. Продолжительности циклов возрастают (по квадратичной зависимости) с некоторого минимального значения до максимально экономически допустимого;
2. Высокое начальное водосодержание поровой среды (интенсивнее происходит капиллярное перераспределение жидкостей);
3. Высокая сжимаемость системы;
4. Большая проницаемая неоднородность пласта;
5. Вязкость нефти – 10  $\text{мПа}\cdot\text{с}$  и выше;
6. Большие объемы нагнетаемой воды в полуцикле повышения давления;
7. В период закачки осуществляется минимальный отбор жидкости на добывающих скважинах (рекомендуется остановка добывающих скважин).

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭФФЕКТА НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ**

Для определения оптимальной длины полуцикла работы нагнетательных скважин были произведены расчеты на различных типах гидродинамических моделей.

Первый вид – упрощенные модели. Представляют собой прямоугольную сетку с послойно-неоднородным полем проницаемости, с размещенным на ней элементом обращенной 7-точечной системы заводнения. Вид моделей приводится на рисунке 1.

Поле проницаемости в упрощенных моделях было разбито на три слоя со значениями проницаемости 0,01; 0,1 и 1,0  $\text{мкм}^2$ .

Цикл работы нагнетательных скважин в вариантах с нестационарным заводнением образовывался из двух полуциклов равной длительности – полуциклов нагнетания и простоя. В полуцикле нагнетания приемистость нагнетательных скважин увеличивалась в два раза по сравнению с приемистостью в варианте стационарного заводнения, с целью сохранения накопленных объемов закачки.

В вариантах варьировались такие параметры, как длительность полуцикла, вязкость нефти, обводненность продукции добывающих скважин на момент запуска циклики. Все остальные параметры моделей принимались

одинаковыми. Значения варьируемых параметров, рассчитанный эффект и полученная оптимальная длина полуцикла указаны в таблице 1.

Второй вид моделей – сектор полномасштабной гидродинамической модели. В качестве объекта исследования был выбран участок скважины 973 Гремехинского месторождения (башкирский объект). Объект характеризуется сложным геологическим строением: подтвержденное трассерными исследованиями наличие трещиноватости, высокая расчлененность разреза по ФЭС, высокая вязкость нефти (до 190  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ), плотная сетка скважин (173\*173 м). На скважине велась циклическая закачка воды с 11.09.08 по 01.07.09 в режиме 10дн./10 дн. Эффект, рассчитанный по характеристикам вытеснения, составил 2145 т нефти. Вид модели приводится на рисунке 2.

При расчетах на данной модели эффект, рассчитанный по характеристикам вытеснения, воспроизвести не удалось. Эффект на модели составил 0,841 тыс. т дополнительной добычи нефти за год. Причинами такого несоответствия послужили монопористость модели (отсутствие выделения в модели матричной и трещинной составляющих), численные эффекты крупной ячейки (длина стороны ячейки – 50 м). Режим достижения эффекта (2 дня/2 дня) также не соответствует действительному. Причиной является падение

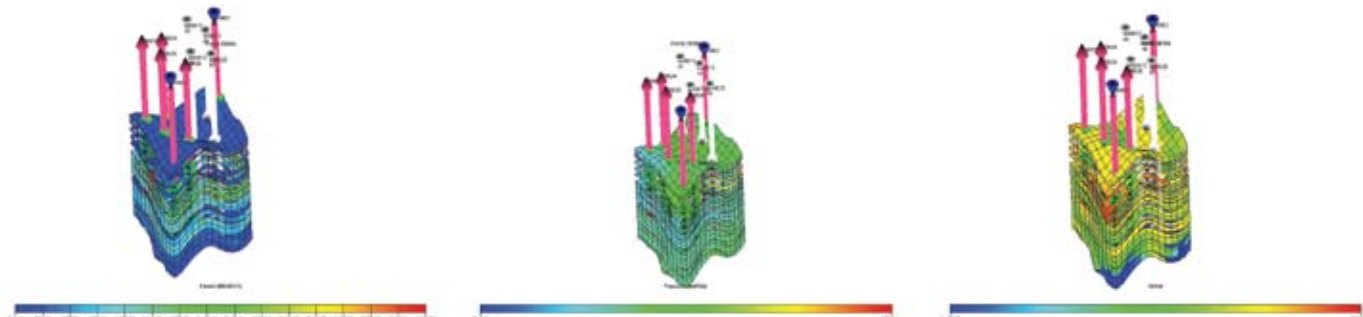


Рис. 2. Сектор полномасштабной модели

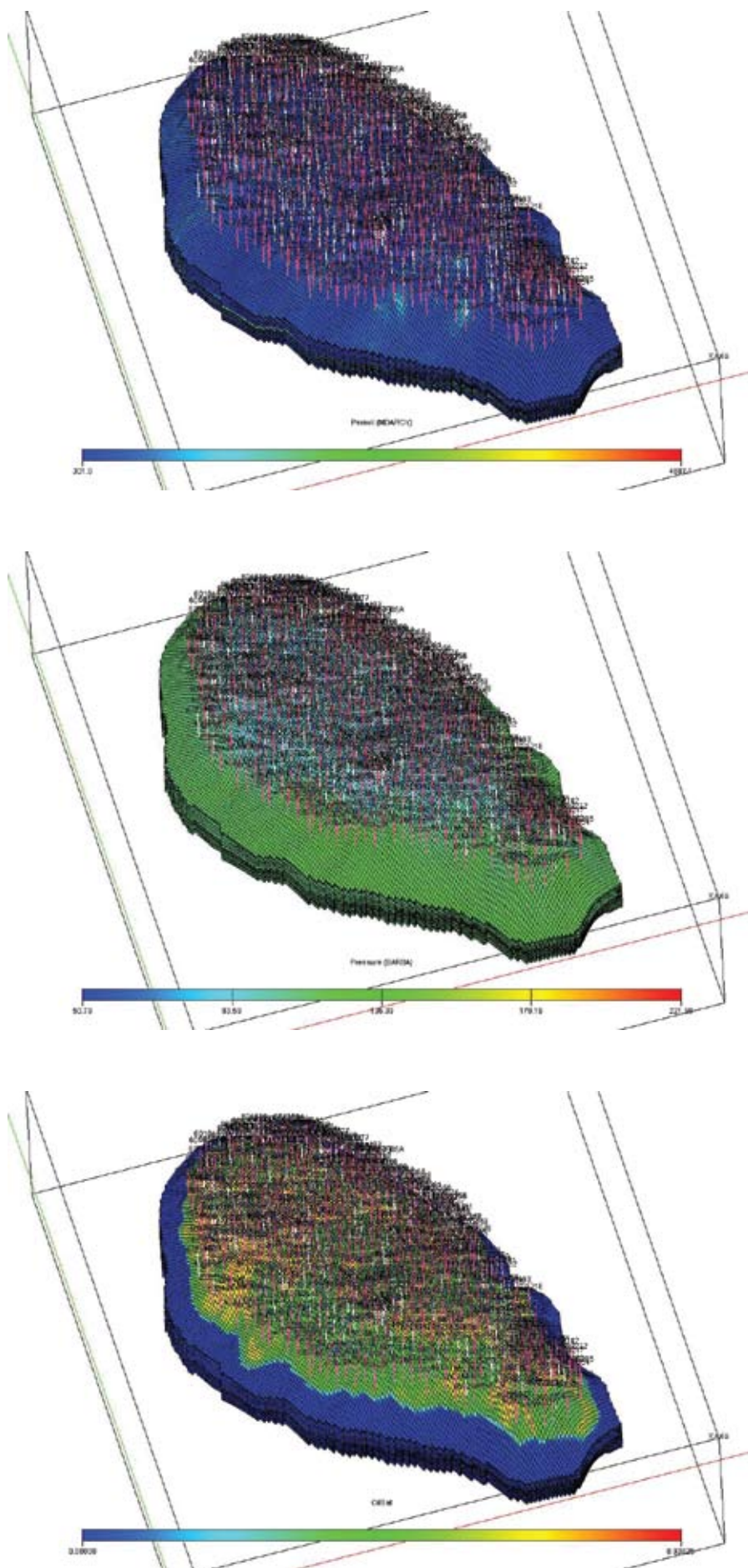


Рис. 3. Полномасштабная гидродинамическая модель

пластового давления в модели при большей длине цикла, что приводит к остановке добывающих скважин.

Третий вид модели – полномасштабная гидродинамическая модель. Для работы была взята модель башкирского объекта Гремихинского месторождения, адаптированная на 01.03.2010 г. Расчет прогнозного эффекта от циклической закачки осуществлялся для 12 скважин, предложенных в качестве кандидатов. Вид модели приводится на рисунке 3. Эффект от циклической закачки по модели составил всего 1,970 тыс. т дополнительной добычи нефти за год. Причинами низкого эффекта следует считать монопористость и численные эффекты крупной ячейки.

Четвертый вид модели – упрощенные модели с двойной пористостью. Расчет течения в таких моделях производится с учетом эффектов обмена флюида между системами матриц и трещин, обусловленных расширением флюида, гравитационным дренированием и капиллярной пропиткой [3].

Основной проблемой при построении таких моделей является отсутствие исследований, позволяющих точно задать параметры матричной и трещинной составляющих. По этой причине для расчета эффекта использовалась упрощенная модель с прямоугольной сеткой. Проницаемость матриц принималась равной  $0,001 \text{ км}^2$ , проницаемость трещин –  $0,1 \text{ км}^2$ .

Результаты определения оптимальной длительности полуцикла по всем типам моделей сведены в таблице 1.

По полученным расчетам, оптимальная длительность полуцикла в моделях с высоковязкой нефтью – 15 дней, для моделей с низкой вязкостью нефти – 7 дней.

## АНАЛИТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ОПТИМАЛЬНОГО ЦИКЛА

По формуле (1) были рассчитаны оптимальные длины полуциклов для основных объектов месторождений, на которых предполагается осуществлять циклическое воздействие на пласт. В качестве расстояния до фронта вытеснения было взято расстояние, равное половине размерности сетки скважин. Пьезопроводности пластов получены по результатам интерпретации ГДИ.



**Таблица 1. Определение оптимальной длительности полуцикла при расчетах на гидродинамических моделях**

Модель	Вязкость нефти, мПа*с	Начальная обводненность, %	Оптимальная длительность полуцикла, сут.	Дополнительная годовая добыча нефти по модели, тыс. т
Упрощенная	1,6	0,0	7	4,778
Упрощенная	1,6	90,0	7	4,651
Упрощенная	150	0,0	15	3,044
Упрощенная	150	90,0	15	2,835
Сектор полномасштабной модели (скв. 973, Гремихинское м/р, башкирский объект)	150	80,0	2	0,841
Полномасштабная модель (Гремихинское м/р, башкирский объект)	150	93,0	15	1,970
Упрощенная с двойной пористостью	1,6	0,0	7	1,976

Результаты расчета теоретической оптимальной длины полуцикла представлены в таблице 2.

Кроме того, для удобства работы были созданы номограммы для определения: пьезопроводности в зависимости от проницаемости пласта и вязкости жидкости (для сжимаемости нефти и породы Гремихинского м/р); длины полуцикла в зависимости от пьезопроводности пласта и расстояния до фронта вытеснения. По данным номограмм приближенно можно определить длину полуцикла для любого участка.

В связи с высокой расчлененностью и неоднородностью пластов фронт заводнения распространяется неравномерно. Кроме того, определение расстояния L затруднено отсутствием данных по трещиноватости. Поэтому вычисленная длительность полуцикла является оценочной величиной, и в работе рекомендуется руководствоваться эмпирическими наблюдениями, исходя из показателей работы окружающих скважин и технических возможностей системы ППД.

**СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ**

В октябре 2009 г. специалистами ЗАО «ИННЦ» была произведена оценка эффекта от нестационарного заводне-

ния на месторождениях ОАО «Удмуртнефть». Расчет эффекта производился по характеристикам вытеснения по окружающим добывающим скважинам в ПО «ГИД».

Максимальный эффект был получен на Гремихинском месторождении: в цикле принимали участие 58 скважин, суммарная дополнительная добыча нефти за год составила 9,2 тыс. т нефти.

С целью выявления оптимального режима работы нагнетательных скважин при циклической закачке по Гремихинскому месторождению собрана статистика зависимости дополнительной добычи нефти по участкам от различных параметров – свойств пласта, показателей разработки скважин участка, режимов работы и др. Пример полученного распределения приводится на рисунке 4.

В результате анализа выявлены следующие факторы:

1. Высокое забойное давление на нагнетательной скважине на момент начала циклики: приводит к активному внедрению закачиваемого агента в низкопроницаемые прослои.
2. Высокое забойное давление на добывающих скважинах во время циклического заводнения: при высоких депрессиях вода проходит по высоко-

проницаемым зонам от нагнетательных скважин к добывающим, не успевая вторгнуться в матрицу, что подтверждает теорию о предпочтительности остановки добывающих скважин в полупериод нагнетания.

3. Большая начальная нефтенасыщенная толщина: косвенно свидетельствует о высоких запасах в низкопроницаемых зонах пласта.

4. Высокий средневзвешенный коэффициент проницаемости: косвенно свидетельствует о наличии суперколлектора в разрезе, по которому происходит основная фильтрация жидкости.

5. Высокая обводненность продукции добывающих скважин на момент начала циклики: на данный фактор повлияло отсутствие статистики по низкообводненным участкам, т.к. все исследуемые участки характеризуются высокой обводненностью продукции. Возможно, свидетельствует о значительной промытости высокопроницаемых зон и включении в работу низкопроницаемых участков за счет циклического заводнения.

6. Режим работы нагнетательной скважины – 3 дня простоя / 1 день работы: режим подбирался эмпирически, исходя из мониторинга работы окружающих скважин.

**Таблица 2. Теоретическая оптимальная длительность полуцикла**

Месторождение	Объект	Сетка, м*м	Принятое расстояние до фронта вытеснения, L, м	Средний коэффициент пьезопроводности пласта по ГДИ, см <sup>2</sup> /с	Длительность полуцикла, сут.
Гремихинское	Башкирский	173*173	86,5	13,5	32
Чутырское	Башкирский	600*400*250	300	469,6	11
Киенгопское	Башкирский	500*500	250	197,9	18
Мишкинское	Верейский	500*500	250	29,7	122
Ельниковское	Визейский	400*400	200	76,3	30

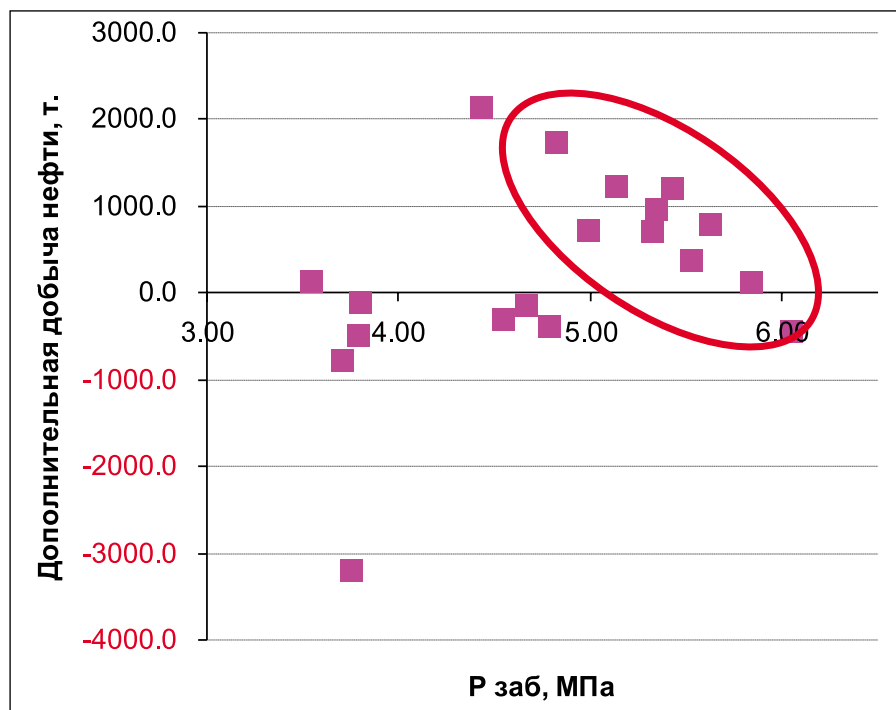


Рис. 4. Зависимость дополнительной годовой добычи нефти от забойного давления на добывающих скважинах при нестационарном заводнении

Результаты данной работы использовались для обоснования скважин-кандидатов, предложенных для организации нестационарного заводнения в зонах с ростом обводненности и наличием остаточных запасов. Всего было предложено 62 скважины. При выборе были учтены ограничения по инфраструктуре и возможности системы ППД.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе работы:

1. Выявлена необходимость соблюдения следующих критериев, необходимых для достижения положительного эффекта от нестационарного заводнения:

- возрастающая продолжительность циклов;
- большие объемы нагнетаемой воды в полупериод закачки;
- снижение депрессии или остановка добывающих скважин в полупериод закачки;

2. При расчете на моделях получены следующие результаты:

- упрощенные модели, вязкость 1.6 мПа\*с: оптимальный режим – 7 дн./7дн., дополнительная годовая добыча нефти – 4,6–4,7 тыс. т;
- упрощенные модели, вязкость 150 мПа\*с: оптимальный режим – 15 дн./15 дн., дополнительная годовая добыча нефти – 2,8–3,0 тыс. т;
- сектор полномасштабной модели скв.973 Гремихинского м/р: оптимальный режим – 2 дн./2дн., дополнительная годовая добыча нефти – 0,841 тыс. т;
- полномасштабная модель башкирского объекта Гремихинского м/р: оптимальный режим – 15 дн./15 дн., дополнительная годовая добыча нефти – 1,970 тыс.т;
- Упрощенная модель с двойной пористостью: оптимальный режим – 7 дн./7дн., дополнительная годовая добыча нефти – 1,976 тыс.т.

Оптимальная длительность полуцикла в моделях с высоковязкой нефтью – 15 дней.

Для моделей с низкими вязкостями оптимальным является полуцикл длительностью 7 дней.

3. Предложены номограммы для оперативного определения длительности цикла по формуле Шарбатовой – Сургучева для каждого элемента разработки.

4. По башкирскому объекту Гремихинского м/р выявлены факторы, влияющие на эффект от нестационарного заводнения. Основными факторами являются:

- высокое  $P_{заб}$  на нагнетательной скважине на момент начала циклики;
- низкая депрессия на добывающих скважинах во время циклического заводнения либо их полная остановка;
- режим работы – 3 дня простоя / 1 день работы;

5. Результаты данной работы использовались для обоснования скважин-кандидатов, предложенных для организации нестационарного заводнения в зонах с ростом обводненности. Всего было предложено 62 скважины. При выборе были учтены ограничения по инфраструктуре и возможности системы ППД.

Учитывая фактическую эффективность циклической закачки, предлагается продолжить работы по нестационарному заводнению на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Ввиду значительной расчлененности и неоднородности пластов режим работы нагнетательных скважин рекомендуется подбирать полупериодическим путем, используя предложенные номограммы и прежде всего – исходя из мониторинга работы окружающих скважин (значение динамического уровня, обводненность продукции) и технических возможностей системы ППД.

## Литература:

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. – М.: Недра, 1988. – 121 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Хисамутдинов Н.И. и др. Современное состояние технологий нестационарного (циклического) заводнения продуктивных пластов и задачи их совершенствования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 112 с.
3. Справочное руководство по ECLIPSE 2005A1 (с) Schlumberger.

**Ключевые слова:** циклическое заводнение, гидродинамическое моделирование, оценка эффекта, расчет оптимального полуцикла, статистика применения.

ООО «Пермская сервисная компания «Буртехнологии» предлагает технологический комплекс строительства скважин, включающий в себя растворы для первичного вскрытия продуктивных пластов, подготовки ствола скважины к цементированию, крепления обсадных колонн перфорационные жидкости для вторичного вскрытия пластов.



Качество для будущего

Качество будущего

*В чем наше преимущество?*

- 1) Технологический комплекс строительства скважин
- 2) Инновационные подходы к условиям бурения
- 3) Оперативное решение поставленных задач

*Каковы наши возможности?*

- 1) Широкий спектр буровых растворов, в том числе азрированные
- 2) Широкий спектр тампонажных составов, в том числе ударопрочные, расширяющиеся, облегченные
- 3) Составы для глушения скважин в условиях АНПД и АВПД, в том числе азрированные ВУСы
- 4) Высококвалифицированный штат инженеров, проведение сопровождений одновременно на большом количестве объектов
- 5) Оборудованные по стандартам API полевые и стационарные лаборатории

*Какие получены результаты?*

- 1) Технологическая безопасность проводки скважины
- 2) Хорошая надежность крепи, отсутствие заколонных перетоков
- 3) Высокий уровень восстановления коллекторских свойств продуктивного пласта

Компания «Буртехнологии» основана в 2001 году. Основными заказчиками являются предприятия: «ЛУКОЙЛ-Пермь», «ЛУКОЙЛ-Коми», «Буровая компания «Евразия» (Пермский и Усинский филиалы), «Буровой инженерный сервис» («Аргос»), «Печоранефтегаз», «Онтустик Мунайгаз», «НефтьТехСервис», «Бастау и К», «Газпром», «Газпромнефть», Buzachi Operating Ltd, «ЮВСГ», «ERIELL Corporation s.r.o.» (Чешская Республика).

г. Пермь, тел./факс: (342) 218-21-90, 218-21-91, e-mail: pskbt@mail.ru, <http://www.pskbt.narod.ru>