

Проектирование оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования

А.Р. Аубакиров

ведущий специалист отдела газовых методов повышения нефтеотдачи пластов¹, аспирант²
Artur.Aubakirov@lukoil.com

¹ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

²РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

На сегодняшний день при планировании и оценке технологической эффективности циклического заводнения (ЦЗ) используются упрощенные модели, в которых не отображается вся сложность процессов, происходящих в пласте. В результате реальный технологический эффект от воздействия может сильно отличаться от расчетного.

Материалы и методы

Гидродинамическое моделирование.

Ключевые слова

циклическое заводнение, оптимальная технология заводнения

Идея метода циклического заводнения основывается на изменении периодичности и объемов закачки воды в нагнетательные скважины с целью изменения динамики и формы фронта вытеснения. Прирост добычи нефти достигается за счет вовлечения в процесс вытеснения и увеличения интенсивности дренирования запасов из участков пласта, слабо охваченных процессом стационарного заводнения [1]. Рассматриваемый метод, начиная с 1950-х гг., широко применялся на нефтяных месторождениях мира, в частности, в ряде регионов России (Западной Сибири, Самарской области, Пермском Крае, Республике Татарстан), США, Китае, Германии, Чехии. Метод циклического заводнения характеризуется двумя основными преимуществами: практически нулевая стоимость реализации и простота внедрения [2].

В соответствии с [3] в 70-х гг. аналитической моделью для расчета технологической эффективности, пласт представляется как совокупность двух слоев: в первый — высокопроницаемый — слой объединяются все прослои с проницаемостью выше средневзвешенной по толщине пласта, во второй — низкопроницаемый — объединяются прослои, имеющие проницаемость ниже средневзвешенной по толщине пласта. При использовании такой двухслойной модели возникают трудности — модель работает корректно только при условии гидродинамической связи между пропластками. В 2004 г. в КогалымНИПИнефть был предложен подход, расширяющий возможности моделирования послойной неоднородности. В предложенной четырехслойной модели геологические пропластки объединяются в группы высоко- и низкопроницаемые несвязные слои и высоко- и низкопроницаемые связные слои.

Подобное усреднение параметров серьезно затрудняет оценку технологической эффективности объектов, характеризующихся высокой степенью фильтрационной неоднородности и высокой расчлененностью, смазывая детали их строения.

В качестве примера можно привести сравнение технологической эффективности по объекту Бш Шумовского месторождения. Дополнительная годовая добыча нефти рекомендуемого варианта реализации циклического заводнения, по расчетам на аналитической модели, составила 13 тыс. т (10%). Пересчет этого варианта на гидродинамической модели показал отрицательную эффективность — -7.302 тыс.т (-5,7%), что соответствует факту.

В ГО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» разработан подход к проектированию циклического заводнения с использованием трехмерного гидродинамического моделирования [4]. Для определения оптимальной технологии циклического заводнения необходимо выполнить следующую последовательность действий с использованием гидродинамической модели выбранного объекта:

1. Сформировать и рассчитать варианты с остановками единичных нагнетательных скважин (для каждой скважины-кандидата отдельный вариант) с целью оценки влияния этих нагнетательных скважин на выработку запасов.
2. Выполнить анализ результатов моделирования по каждому варианту с определением характерных параметров.
3. Выполнить сопоставление параметров по всем вариантам с обоснованием оптимальных технологических показателей циклического заводнения.
4. Определить технико-технологические возможности системы ППД на рассматриваемом участке.
5. Сформировать и рассчитать набор перспективных вариантов циклического заводнения по результатам этапов 3 и 4.
6. Провести анализ результатов моделирования по сформированным вариантам циклического заводнения, с оценкой периода и величины эффектов.
7. Сформировать программу циклического заводнения.

Рассмотрим последовательность действий на примере одного из объектов ПАО «ЛУКОЙЛ» (рис. 1).

Основываясь на подготовленном базовом варианте гидродинамической модели, формируются N расчетных вариантов для оценки взаимовлияния скважин, где N — количество нагнетательных скважин на выбранном участке (в данном примере $N=16$). Каждый вариант полностью соответствует базовому, за исключением того, что одна, соответствующая варианту, нагнетательная скважина останавливается.

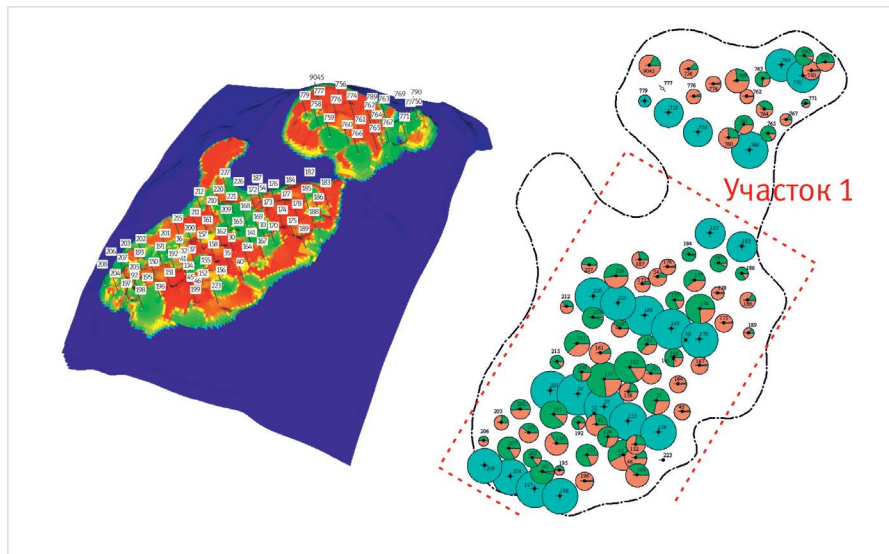


Рис. 1 — Выбранный участок для планирования ЦЗ

В каждом варианте использовалась опция «линий тока». После момента остановки нагнетательной скважины анализировались «линии тока» малой плотности, затрагивающие указанную скважину. Отмечались все добывающие скважины, к которым приходили значимые объемы воды от анализируемой нагнетательной скважины.

Рассмотрим пластовые процессы, протекающие после остановки одной из нагнетательных скважин, например, нагнетательной скважины 201. После остановки закачки в пласте снижается давление. Для каждой из реагирующих добывающих скважин снижается депрессия, что приводит к началу снижения дебита по жидкости. Величина снижения дебита реагирующей добывающей скважины определяется как разность между дебитом в базовом варианте и варианте с остановкой нагнетательной скважины (рис. 2).

Начиная с некоторого момента (назовем его T_r), для каждой пары нагнетательной и реагирующей добывающей скважины он индивидуален, снижение дебита реагирующей скважины начинает нивелироваться за счет перераспределения давлений и потоков в пласте — окружающие нагнетательные скважины частично компенсируют «потерю» одной из них. Далее идет выход скважины на новый режим и после некоторого момента (назовем его T_s) можно считать, что возмущения от остановки практически прекратились, фильтрационные потоки перераспределились, воздействие от остановки скважины больше не наблюдается. На рис. 3 приведена динамика по одной реагирующей добывающей скважине, которая отражает описанный процесс.

Характерное время T_r определяется по первой производной от кривой падения дебита жидкости — момент максимума (рис. 4). Время T_r («response time» — время отклика) пары добывающей и нагнетательной скважин характеризует оптимальный период, на который следует останавливать нагнетательную скважину для того, чтобы добывающая скважина среагировала и не потеряла значительно в добыче жидкости.

Для установления происходит ли перераспределение потоков именно в застойных зонах, на данном этапе определен параметр T_s . Для определения параметра T_s вычисляется величина, характеризующая соотношение величины падения дебита нефти в единицу времени и текущей величины снижения дебита нефти относительно базового варианта (DT):

$$DT = \frac{[(q(t) - q_{\text{баз}}(t)) - (q(q-1) - q_{\text{баз}}(e-1))]}{(q(q-1) - q_{\text{баз}}(e-1))}, \quad (1)$$

где $q(t)$ — дебит нефти реагирующей скважины в момент времени t в варианте с остановкой нагнетательной скважины;

$q_{\text{баз}}(t)$ — дебит нефти реагирующей скважины в момент времени t в базовом варианте без остановки нагнетательных скважин;

$q(t-1)$ и $q_{\text{баз}}(t-1)$ — дебиты нефти соответственно на предыдущем временном шаге.

Количественно время T_s определяется по изменению величины параметра DT, лежащего в пределах 1% (рис. 5). Физический смысл величины T_s («stabilization time» — время стабилизации) позволяет полагать, что после времени T_s влияние от остановки нагнетательной скважины на конкретную

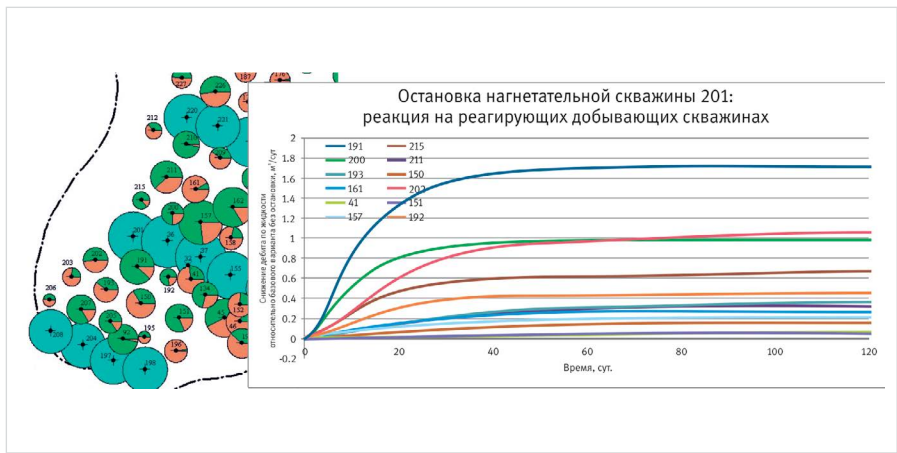


Рис. 2 — Анализ остановки нагнетательной скважины 201

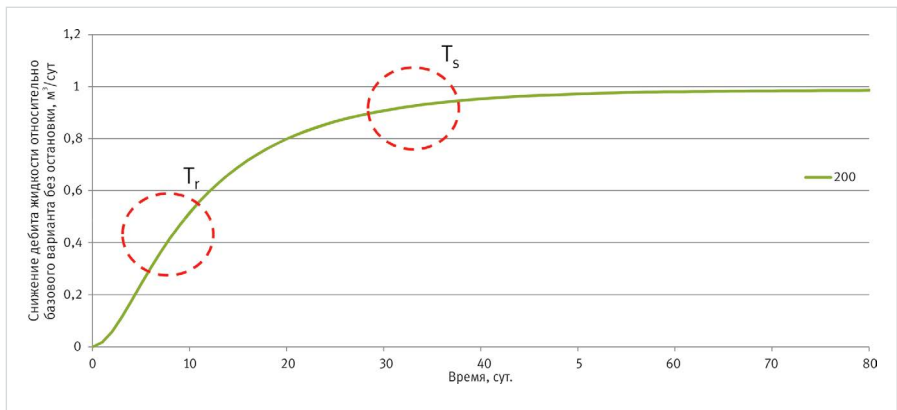


Рис. 3 — Динамика снижения дебита жидкости реагирующей добывающей скважине 200 после остановки нагнетания на скважине 201

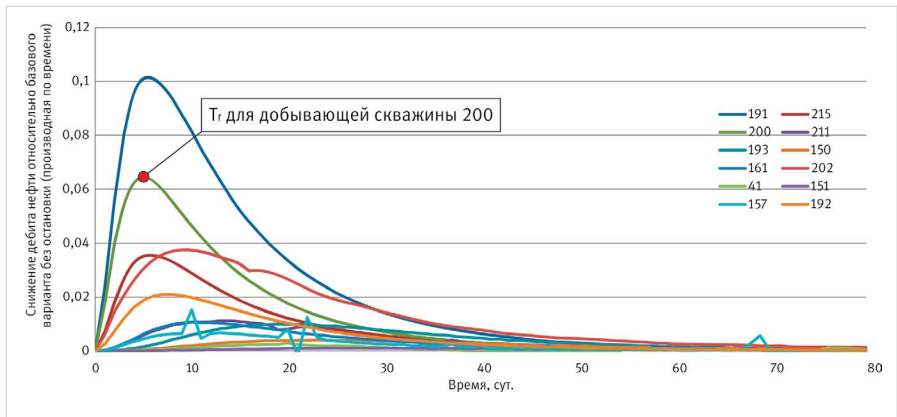


Рис. 4 — Динамика снижения дебита нефти на реагирующих скважинах после остановки нагнетания на скважине 201 (первая производная по времени)

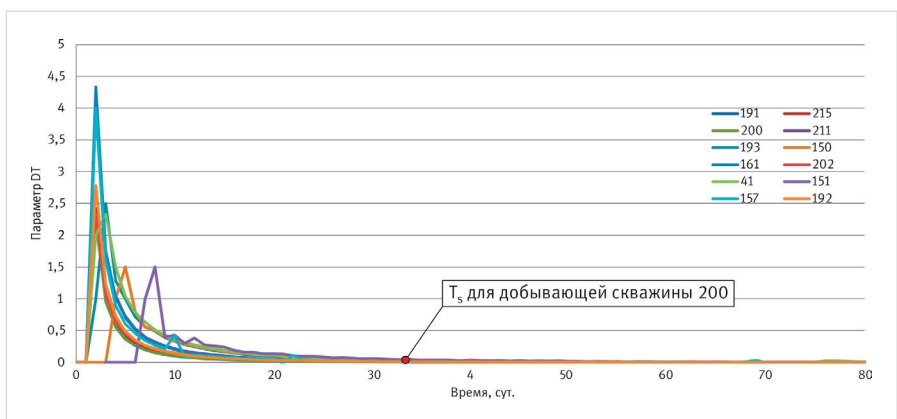


Рис. 5 — Динамика параметра DT для скважины 201

добывающую практически прекратилось. Поэтому анализ расчетных линий тока для добывающих скважин в вариантах следует проводить для двух характерных состояний системы: на момент остановки нагнетательной скважины и после на момент T_s .

Кроме временных показателей, важную роль играет величина снижения дебита нефти реагирующей скважины — ΔQ_n . Она характеризует наличие запасов между добывающей и нагнетательной скважинами, а также напрямую отражает степень влияния нагнетательной скважины на добывающую. Поэтому была выполнена оценка абсолютного показателя снижения дебита нефти каждой добывающей скважины на момент времени T_r .

Ранее отмечалось, что сам факт перераспределения потоков не свидетельствует о том, что в пласте происходит интенсификация фильтрации именно в застойных зонах. Для оценки «позитивности» воздействия остановки нагнетательной скважины на добывающую выполняется сравнение объемов

поступающей воды в реагирующие добывающие скважины от окружающих нагнетательных по расчетным линиям тока на момент времени T_s .

Полагается, что перераспределение «позитивно» если:

- Доля воды в притоке от единичной нагнетательной скважины высокая и после остановки одной из рассматриваемых нагнетательных скважин эта доля снижается.
- Доля воды в притоке от единичной нагнетательной скважины низкая и после остановки одной из рассматриваемых нагнетательных скважин эта доля увеличивается.

Исходя из указанных предпосылок, рассчитывается индекс перераспределения каждой добывающей скважины — I_r (“redistribution index”). Отрицательный индекс характеризует негативное влияние от остановки конкретной нагнетательной скважины на конкретную добывающую. Величина, близкая к нулю, означает отсутствие

перераспределения объемов, т.е. нет и увеличения охвата недренируемых зон. Высокий положительный индекс показывает, что перераспределение потоков имеет место, и есть перспективы интенсификации фильтрации в слабодренируемых зонах.

Для обоснования оптимальных технологических параметров вычисляется комплексный индекс — I_c (“complex index”), как произведение величины снижения дебита нефти и индекса перераспределения. Чем выше комплексный индекс, тем больше ранее недренируемых запасов нефти будут охвачены циклическим заводнением.

Нагнетательные скважины-кандидаты распределяются по трем группам:

1. «Перспективные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по большинству реагирующих добывающих получен высокий положительный комплексный индекс. Перевод скважин данной группы в циклический режим работы имеет

| № п/п | Нагнетательная скважина | Добывающая скважина | Снижение дебита нефти м ³ /сут | T_r , сут | T_s , сут | Индекс перераспределения | Комплексный индекс добывающих | Комментарий по нагнетательной скважине | Обобщенное время T_r для нагнетательной скважины, сут | Обобщенное время T_s для нагнетательной скважины, сут |
|-------|-------------------------|---------------------|---|-------------|-------------|--------------------------|-------------------------------|---|---|---|
| 1 | 36 | 192 | 2,9 | 5 | 39 | 1,500 | 4,350 | первоочередная скважина для перевода в циклический режим | 7 | 39 |
| | | 157 | 1,6 | 7 | 43 | 1,026 | 1,641 | | | |
| | | 41 | 0,5 | 19 | 37 | 1,536 | 0,768 | | | |
| | | 150 | 0,3 | 19 | 64 | 0,240 | 0,072 | | | |
| | | 193 | 0,2 | 22 | 68 | 0,037 | 0,007 | | | |
| | | 134 | 0,3 | 21 | 68 | 0,000 | 0,000 | | | |
| | | 191 | 1,7 | 7 | 42 | 0,000 | 0,000 | | | |
| | | 215 | 0,2 | 9 | 50 | 0,000 | 0,000 | | | |
| | | 151 | 0,2 | 22 | 72 | -0,008 | -0,002 | | | |
| | | 202 | 0,2 | 16 | 63 | -0,071 | -0,014 | | | |
| | | 161 | 1,4 | 9 | 46 | -0,175 | -0,246 | | | |
| | | 158 | 0,8 | 13 | 51 | -0,364 | -0,291 | | | |
| | | 200 | 4 | 3 | 35 | -0,231 | -0,923 | | | |
| | | 226 | не значительное | - | - | 0,000 | - | | | |
| 2 | 37 | 134 | 1,5 | 8 | 52 | 0,861 | 1,292 | вероятная скважина для перевода в циклический режим | 8 | 44 |
| | | 158 | 1,3 | 8 | 44 | 0,593 | 0,771 | | | |
| | | 162 | 0,6 | 16 | 68 | -0,029 | -0,017 | | | |
| | | 45 | 0,2 | 18 | 70 | -0,099 | -0,020 | | | |
| | | 35 | 0,5 | 18 | 64 | -0,058 | -0,029 | | | |
| | | 41 | 0,4 | 17 | 33 | -0,343 | -0,137 | | | |
| | | 157 | 1,7 | 7 | 51 | -0,222 | -0,378 | | | |
| 3 | 155 | 45 | 1,2 | 10 | 63 | 0,094 | 0,113 | малоперспективная скважина для перевода в циклический режим | | |
| | | 157 | 0,4 | 12 | 67 | 0,124 | 0,050 | | | |
| | | 134 | 1,4 | 5 | 42 | 0,011 | 0,015 | | | |
| | | 152 | 2,4 | 5 | 44 | 0,000 | 0,000 | | | |
| | | 35 | 0,4 | 10 | 48 | -0,055 | -0,022 | | | |
| | | 30 | 0,3 | 18 | 71 | -0,098 | -0,029 | | | |
| | | 162 | 1,4 | 18 | 90 | -0,064 | -0,090 | | | |
| | | 151 | 0,4 | 13 | 68 | -0,282 | -0,113 | | | |
| 46 | 1 | 12 | 60 | -0,667 | -0,667 | | | | | |
| 4 | | ... | ... | ... | ... | ... | ... | | | |

Таб. 1 — Сводные показатели оценки взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин

высокие перспективы для получения технологического эффекта в виде дополнительной добычи нефти.

2. «Вероятные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по реагирующим добывающим скважинам получены как положительные, так и отрицательные или нулевые комплексные индексы. Однозначно судить о перспективности перевода таких скважин в циклический режим сложно. Перевод скважин данной группы будет целесообразен и оправдан, если «перспективных скважин» на выбранном участке не окажется в достаточном количестве или «перспективные скважины» будут находиться на большом удалении друг от друга для создания полноценного нестационарного режима.
3. «Малоперспективные скважины для перевода в циклический режим». К данной группе относятся нагнетательные скважины, на которых по большинству

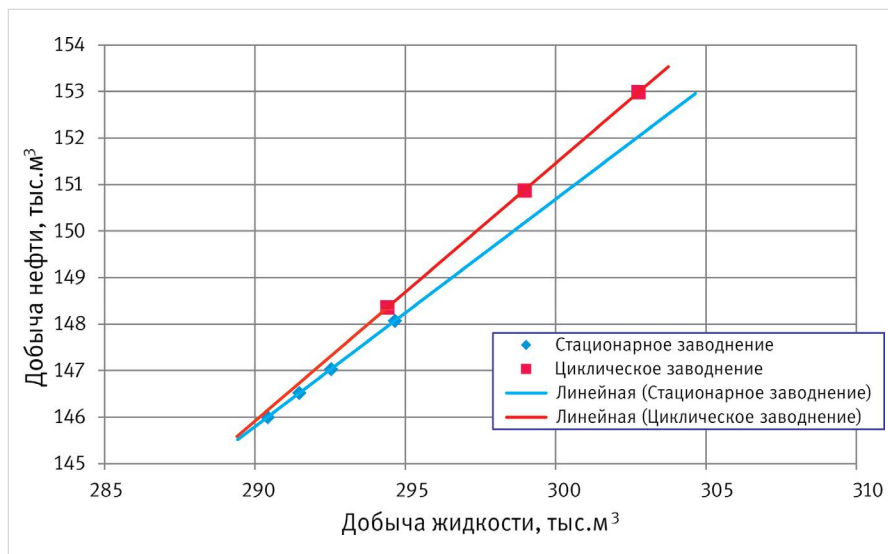


Рис. 6 — Анализ результатов моделирования по рассмотренным вариантам циклического заводнения

| № | Расчет | Нефть | | | | Жидкость | | Закачка | | Обводненность д.ед. | Компенсация д.ед. |
|-----|--|----------------------------|------------------------|--|-----|----------------------------|------------------------|----------------------------|------------------------|---------------------|-------------------|
| | | Накопленная добыча, тыс.м³ | Годовая добыча, тыс.м³ | Прирост добычи по сравнению с вариантом №1.1 | | Накопленная добыча, тыс.м³ | Годовая добыча, тыс.м³ | Накопленная добыча, тыс.м³ | Годовая добыча, тыс.м³ | | |
| | | | | тыс.т | % | | | | | | |
| 1,1 | Расчет с постоянной закачкой | 2469,990 | 146,000 | 0,000 | 0,0 | 3270,290 | 290,420 | 2476,400 | 285,310 | 0,497 | 0,973 |
| 1,2 | Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.05 | 2470,510 | 146,520 | 0,459 | 0,4 | 3271,340 | 291,470 | 2479,150 | 288,060 | 0,497 | 0,978 |
| 1,3 | Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.10 | 2471,020 | 147,030 | 0,909 | 0,7 | 3272,400 | 292,530 | 2481,910 | 290,820 | 0,497 | 0,984 |
| 1,4 | Расчет с постоянной закачкой с коэффициентом увеличения репрессии 1.20 | 2472,060 | 148,070 | 1,828 | 1,4 | 3274,520 | 294,650 | 2487,430 | 296,340 | 0,497 | 0,996 |
| 2,1 | Заключительный | 2476,980 | 152,990 | 6,172 | 4,8 | 3282,620 | 302,750 | 2492,950 | 301,860 | 0,495 | 0,987 |
| 2,2 | Заключительный с коэффициентом на максимальную приемистости нагнетательных скважин 0.9 | 2474,860 | 150,870 | 4,300 | 3,3 | 3278,840 | 298,970 | 2487,420 | 296,330 | 0,495 | 0,981 |
| 2,3 | Заключительный с коэффициентом на максимальную приемистости нагнетательных скважин 0.8 | 2472,350 | 148,360 | 2,084 | 1,6 | 3274,270 | 294,400 | 2480,780 | 289,690 | 0,496 | 0,974 |

Таб. 2 — Сравнение технологических показателей по вариантам

реагирующих добывающих скважин получен негативный или нулевой комплексный индекс. Перевод скважин данной группы в циклический режим работы нецелесообразен. Скважины данной группы должны продолжать работать в текущем режиме.

Для каждой нагнетательной скважины из первых двух групп определяются средне-взвешенные по комплексному индексу времена T_1 и T_2 , базируясь только на данных по добывающим скважинам с положительным комплексным индексом (таб. 1).

Для оценки технико-технологических возможностей системы ППД определяются следующие параметры: технологическая схема обустройства системы ППД; минимальная/текущая/максимальная мощность производственных объектов (БКНС, БНГ, ВРП, поглощающие скважины, нагнетательные скважины, водоводы и др.); тип закачиваемого агента; климатические особенности эксплуатации. На данном этапе оцениваются технико-технологические возможности существующей системы ППД для обеспечения необходимых максимальных и минимальных уровней закачки как в целом по объекту, так и по каждой нагнетательной скважине.

В соответствии с выделенными («вероятными» и «перспективными») группами нагнетательных скважин, формируются комплексные варианты расчетов с учетом технико-технологических ограничений существующей системы ППД. Так как нагнетательные скважины и оптимальные времена их полциклов определены, на данном этапе необходимо для каждой выбранной нагнетательной скважины подобрать фазу и амплитуду колебания закачки (или минимальное

и максимальное значения уровня закачки) с учетом установленных технологических и технических ограничений.

Во всех вариантах прогноза ЦЗ при переводе скважин с истории на прогноз задается контроль по забойному давлению. Это необходимо для того, чтобы обеспечить адекватное реагирование скважин на распространяющиеся циклические возмущения в пласте. По нагнетательным скважинам задается ограничение по забойному давлению.

Результаты расчетов представлены в таб. 2 и рис. 6. Как видно из таблицы, при схожей компенсации (например, расчеты 1.3 и 2.2) эффективность выше у варианта с циклической закачкой. При этом наблюдается снижение обводненности, что свидетельствует о вовлечении в разработку ранее не дренлируемых запасов.

Окончательным результатом всей работы является создание на основе рекомендуемого варианта программы реализации циклического заводнения — календаря работ. В календаре работ на каждую дату планируемого периода реализации циклического заводнения по каждой нагнетательной скважине, находящейся в циклическом воздействии, указывается целевая приемистость. Цветом отмечаются даты, в которые происходит смена режима работы, а также отмечаются целевые приемистости, которые должны быть выдержаны.

Описанный подход был использован при проектировании технологии циклического заводнения на месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ». Результаты расчетов на детальных гидродинамических моделях показали, что рекомендуемая технология позволяет увеличить добычу нефти за расчетный период на

3-6% по сравнению с вариантом с существующей технологией заводнения.

Итоги

В ГО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» разработан подход к проектированию циклического заводнения с использованием гидродинамической модели, который позволяет определить оптимальный вариант реализации циклического заводнения.

Выводы

Одно из направлений дальнейшего развития технологии — комплексирование технологии с методами интенсификации нефти (кислотные обработки, малообъемный ГРП), методами ограничения водопотока (полимерное заведение, закачка ВУС и т.д.). Использование подобного комплексного подхода позволит получить синергетический эффект от применения каждой из технологий.

Список используемой литературы

1. Шарбатова И.Н., Сургучев М.Л. Циклическое воздействие на неоднородные нефтяные пласты. М.: Недра, 1988. 121 с.
2. Крянев Д.Ю. Нестационарное заводнение. Методика критериальной оценки выбора участков воздействия. М.: ВНИИнефть, 2008. 208 с.
3. РД-39-1-72-78 Руководство по проектированию циклического заводнения.
4. Чертенков М.В., Чуйко А.И., Аубакиров А.Р., Пятибратов П.В. Выбор объектов и перспективных участков для применения циклического заводнения // Нефтяное хозяйство. 2015. №8. С. 60–64.

Designing optimal technology cyclic waterflooding using hydrodynamic modeling

UDC 622.276

Authors:

Artur R. Aubakirov — leading specialist of gas EOR methods¹, postgraduate²; Artur.Aubakirov@lukoil.com

¹LLC "LUKOIL-Engineering", Moscow, Russian Federation

²Gubkin Russian State Oil and Gas university, Moscow, Russian Federation

Abstract

Today planning and assessment of technological efficiency of cyclic waterflooding conducted using simplified models, which is not shown the whole complexity the processes occurring in the reservoir. As a result, the real effect of the technological impact may vary significantly from the forecasted.

Materials and methods

Hydrodynamic modeling.

Results

The head office of LLC "LUKOIL-Engineering" developed approach to designing of cyclic waterflooding using a hydrodynamic model that allows you to get optimal embodiment of the cyclic flooding.

Conclusions

One of the directions of the further evolution of technology is the

complexation of technology with methods of intensification of oil (acid treatment, low-volume hydraulic fracturing). The use of such an integrated approach will provide a synergistic effect of the use of each technology.

Keywords

cyclic waterflooding, optimal waterflooding technology

References

1. Sharbatova I.N., Surguchev M.L. *Tsiklichesкое vozdeystvie na neodnorodnye neftnyane plasty* [Cyclic impact on heterogeneous oil reservoirs]. Moscow: Nedra, 1988, 121 p.
2. Kryanov D.Yu. *Nestatsionarnoe zavodnenie. Metodika kriterial'noy otsenki vybora uchastkov vozdeystviya* [Nonstationary waterflooding. Methods of selection criteria the site to estimation of exposure]. Moscow: VNIIneft', 2008, 208 p.
3. Guidance document RD-39-1-72-78 Guide design cyclic waterflooding.
4. Chertenkov M.V., Chuyko A.I., Aubakirov A.R., Pyatibratov P.V. *Vybor ob'ektov i perspektivnykh uchastkov dlya primeneniya tsiklicheskogo zavodneniya* [Zones and regions selecting for cyclic waterflooding]. Oil industry, 2015, issue 8, pp. 60–64.