Разукрупнение объектов разработки как метод повышения нефтеотдачи

Леонов В.А. (НИИ СибГеоТех)

В настоящее время на многих месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, для увеличения нефтеотдачи пластов и добычи нефти необходимо проводить разукрупнение объектов разработки.

Для примера рассмотрим несколько многопластовых месторождений.

1. **Самотлорское месторождение.** Реализация интенсивной системы разработки с применением редких сеток скважин, без достаточной информации о геолого-физическом строении залежей и при ограничении капитальных вложений, была возможна лишь за счет объединения в один объект самостоятельной разработки от 15 ($АВ_{2-3}$) до 24 ($АВ_{4-5}$) продуктив-ных пропластков. С целью увеличения добычи нефти из года в год шло укрупнение объектов разработки, приобщая к эксплуатационному объекту все большее число новых продуктивных пластов. Такой подход, исходящий из «экономических соображений» и не соответствующий физическим основам вытеснения нефти в расчлененных, неодно-родных продуктивных пластах, сыграл негативную роль и привел к быстрому обводнению залежей, низкому охвату их воздействием и неконтролируемому образова-нию водяных блокад отдельных невыработанных зон (целиков нефти). При этом усиливается отрицательное влияние неоднородности пластов и неравномерность продвижения фронта вытеснения нефти водой, стимулируются прорывы воды к забоям действующих скважин и как следствие возрастают объемы попутно добываемой воды и затраты на ее нагнетание.Для увеличения уровней добычи нефти не существует альтернативы кроме доразработки остаточных извлекаемых запасов (около 1 млрд.т) Самотлорского месторождения, то есть перевода их в категорию рентабельно извлекаемых запасов. Очевидно, что для этого придется идти на большие расходы по разукрупнению объектов разработки. При традиционных подходах, с учетом бурения скважин-дублеров, для реализации данной программы потребуется более 30 млрд.долл. Научно-исследовательскими институтами «СибГеоТех» и «Газлифт» предлагаются альтернативные решения с капитальными вложениями в 30-50 раз меньше! А именно, внедрение технологии одновременно раздельной разработки нескольких эксплуатационных объектов (технология ОРРНЭО).Следует отметить, что успешное внедрение данной технологии при сегодняшнем уровне техники возможно только в скважинах, имеющих открытый ствол до продуктивных пластов, то есть на нагнетательных или газлифтных.Экспертные оценки показывают, что комплексное применение новых технических решений ввода бездействующих скважин с разукрупнением эксплуатационных объектов путем масштабного внедрения одновременно раздельной эксплуатации нескольких объектов разработки газлифтными и нагнетательными скважинами общей стоимостью около 500 млн. долл. позволит осуществить рентабельную добычу нефти в объеме более 300 млн.т.На Самотлорском многопластовом месторождении на одну эксплуатационную скважину в среднем приходится 2.2 уже вскрытых (перфорированных) эксплуатационных объекта. Это было сделано в конце 80-х годов для поддержания уровня добычи нефти при ограничении капитальных вложений на строительство скважин.Практика совместной эксплуатации нескольких пластов привела по оценкам экспертов к потерям:
   - извлекаемых запасов нефти (на 300 млн.т);
   - накопленной добычи нефти (на 80 млн.т);
   - текущей годовой добычи нефти (на 6 млн.т);
   - потери информации о фактических отборах и остаточных запасах из каждого эксплуатационного объекта.

Технология ОРРНЭО позволит проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки, предупреждать образование газовых и водяных конусов.

Преимущество данной технологии состоит в возможности разработки пласта $АВ_1^{1-2}$(«рябчик») Самотлорского месторож-дения. Запасы этого пласта (939 млн.т) относятся к категории трудноизвлекаемых и поэтому для их разработки важным является выбор эффективной технологии. Предлагается максимально использовать имеющийся фонд скважин, эксплуатирующих нижележащие горизонты ($АВ_{2-3}$, $АВ_{4-5}$, $БВ_8$, $БВ_{10}$) и не до конца выполнивших свое предназначение, для одновременно раздельной эксплуатации с пластом $АВ_1^{1-2}$. Это позволит повысить рентабельность эксплуатации многих высокообводненных скважин (в том числе бездействующих). Следует отметить, что для достижения проектных значений КИН эти скважины необходимо продолжать эксплуатировать, причем на форсированных режимах. Данная технология позволит организовать форсированный отбор с одновременным широкомасштабным ограничением водопритока, прежде всего, на газлифтных скважинах (накопленная добыча нефти на одну газлифтную скважину на Самотлорском месторождении превышает добычу нефти по скважине, эксплуатируемой УЭЦН, в 2.1 раза, а УШГН — в 9.7 раза).

При газлифте можно контролировать отборы из каждого объекта и главное — оптимально регулировать процессы разработки — дифференцированно воздействовать на отдельные пласты за счет оперативного (установкой расхода газа и сменой регуляторов) изменения режимов каждого из пластов скважины в широком диапазоне, что в конечном итоге позволит увеличить коэффициент нефтеотдачи.

Таким образом, на Самотлорском месторождении необходимо проводить широкомасштабное разукрупнение эксплуата-ционных объектов путем промышленного внедрения технологии ОРРНЭО с целью обеспечения дифференцированного воздействия на различные эксплуатационные объекты (интервалы и/или участки пласта).

2. **Ванъеганское месторождение.** Эффективность технологии ОРРНЭО на нагнетательных и газлифтных скважинах была проверена на многопластовом Ванъеганском месторождении [1] (рис.1).Внедряемые методы гидродинамического воздействия [2] на группу пластов одной сеткой скважин условно включают несколько видов воздействия, а именно: оптимизацию репрессии; оптимизацию депрессии; форсированный отбор; смену направления фильтрации; нестационарное воздействие (заводнение и отбор) на пласт. При этом режимы нагнетательных скважин изменяли путем смены устьевых штуцеров и забойных регуляторов, а изменение отборов продукции, прежде всего, производили на газлифтных скважинах (БКГ), оперативно регулируя расход газа и смену клапанов с помощью канатной техники.Данная технология применялась одновременно на трех пластах Ванъеганского месторождения ($БВ_3$, $БВ_5$, $БВ_6$) за счет определенного сочетания изменения режимов на нагнетательных и добывающих (преимущест-венно газлифтных) скважинах. Годовая дополнительная накопленная добыча нефти от внедрения технологии ОРРНЭО составила по трем пластам месторождения 58 тыс.т, в том числе по пласту $БВ_6$ - 37 тыс.т.

3. **Приобское месторождение.** На Приобском месторождении разраба-тываются совместно три пласта — $АС_{10}$, $АС_{11}$, $АС_{12}$, причем проницаемость пласта $АС_{11}$ на порядок выше проницаемости пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$. Для эффективной выработки запасов из низкопроницаемых пластов $АС_{10}$ и $АС_{12}$ нет другой альтернативы, как внедрение технологии ОРРНЭО, прежде всего, на нагнетательных скважинах.

4. **Месторождения ОАО НК «Роснефть — Пурнефтегаз».** Эффективность технологии ОРРНЭО была также подтверждена на нагнетательных скважинах Тарасовского, Барсуковского, Южно-Тарасовского, Фестивального, Восточно-Янгтинского, Южно-Харампурского место-рождений.

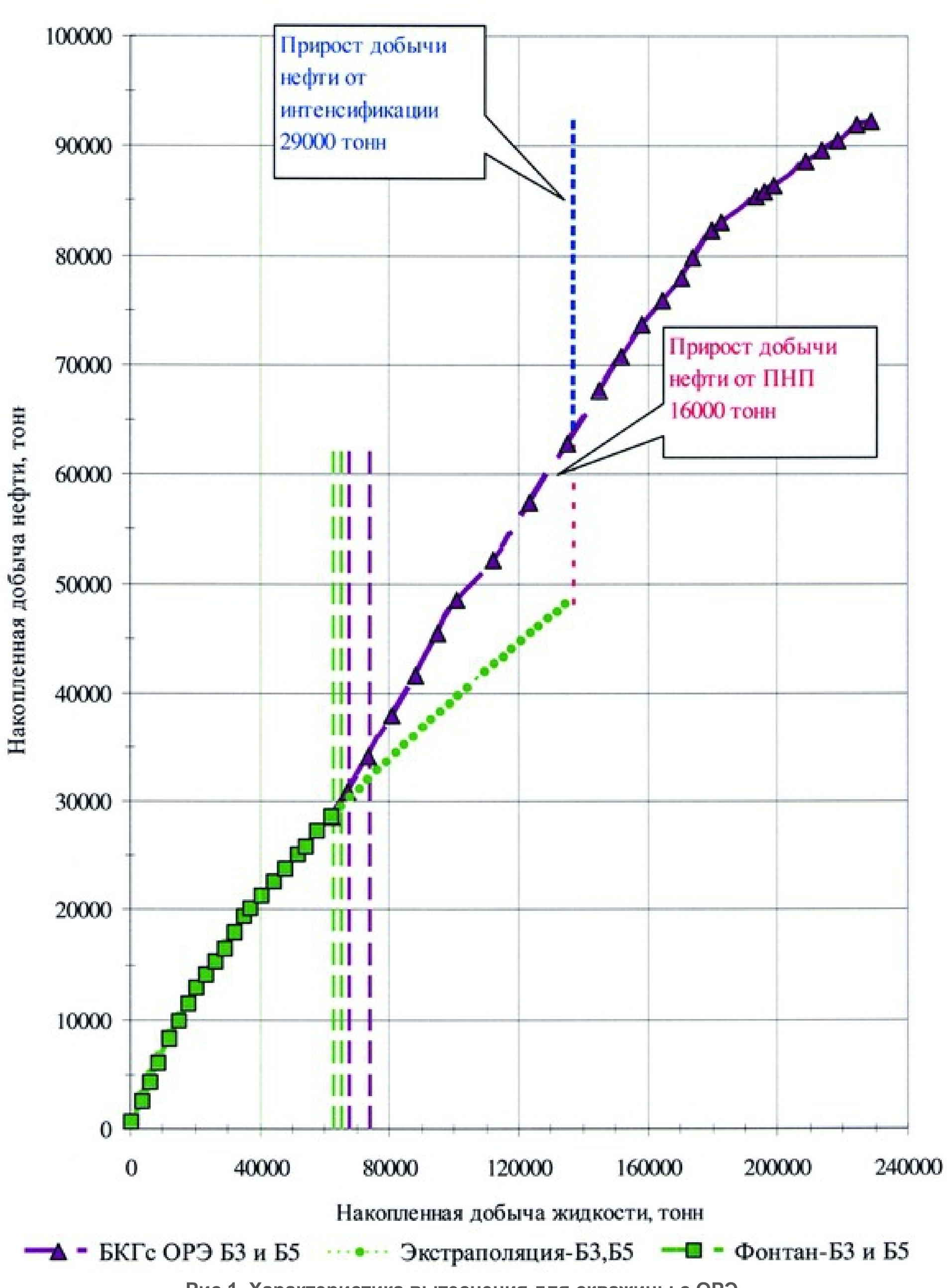

Рис.1. Характеристика вытеснения для скважины с ОРЭ

Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации моделей пласта

Известно, что эффективность решений по повышению нефтеотдачи во многом зависит от достоверности используемых моделей. При этом разукрупнение объектов разработки также очень эффективное средство адаптации моделей пласта [3].

Для адаптации гидродинамической модели наиболее действенным является сравнение расчетных и фактических показателей и согласование их путем внесения изменений в параметры исходной модели и повторных гидродинамических расчетов. Наиболее информативные из таких показателей — профили притока и приемистости или, по меньшей мере, достоверный учет добываемой продукции из каждого совместно эксплуатируемого пласта.

Технологическая эффективность часто определяется на основе характеристик вытеснения — зависимость накопленной добычи нефти от накопленной добычи жидкости, при этом базовый вариант (экстраполяция прежнего режима) сравнивают с фактическим вариантом после оптимизации пластового давления.

Наиболее известными, традиционными [4] считаются трехпараметрические зависимости типа:

∑Qн=A+B*ln(∑ж) (Сазонов Б.Ф.);

∑Qн=A+B*(∑ж)^C (Орлов В.С., Ревенко В.М., Амелин И.Д., Казаков А.А.)

Однако эти модели имеют высокую погрешность и не позволяют описывать зависимость накопленной добычи нефти (∑Qн) от накопленной добычи жидкости (∑Qж) во всем диапазоне обводненности.

Нами предложено несколько статистических моделей, отличающихся количеством аппроксимационных коэффици-ентов — параметров модели. Очевидно, что с увеличением параметров уменьшается погрешность аппроксимации. Количественные оценки этих зависимостей по результатам сравнительного анализа для группы из 100 добывающих скважин Ванъеганского месторождения для разных моделей представлены в табл.1.

№ пп	Формулы	Модель	Количество параметров (коэффициентов)	Средняя погрешность, %
1.	Традиционные модели	[4]	3	15
2.	$\Sigma Q_н = A + B \cdot \ln(\Sigma Q_ж) + C \cdot (\Sigma Q_ж)$^D	[4]	4	8
3.	$\Sigma Q_н = A + B \cdot \ln(\Sigma Q_ж + C) + D \cdot (\Sigma Q_ж)$^E	[5]	5	6
4.	$\Sigma Q_н = A + B \cdot \ln(\Sigma Q_ж + C) + D \cdot (\Sigma Q_ж + E)$^F	[5]	6	5
5.	ΣQн= A + B · (ΣQж+C)^D +E · (ΣQж+F)^G	[5]	7	3

Таблица 1.

Для прогнозирования процесса разработки продуктивного пласта как по скважине, так и по группе скважин (взаимодействующих через пласт), для практического использования нами предложена следующая семипараметрическая модель — характеристика вытеснения (кривая обводнения):

∑Qн= A + B Ч (∑Qж+C)^D +E Ч (∑ж+F)^G (1)

где A, B, C, D, E, F, G — коэффициенты, определяемые по накопленным статистическим данным методом наименьших квадратов.

Многочисленные промысловые данные по скважинам показывают, что предложенная характеристика вытеснения (1) наиболее универсальна и дает наименьшую погрешность в относительно широком диапазоне времени и обводненности (в том числе и на начальной стадии разработки).

Характеристику вытеснения по отдельным пластам отдельных скважин следует считать неизменной только при неизмененной структуре пласта. То есть, при любом крупномасштабном геолого-техническом воздействии на пласт (гидроразрыв пласта, дополнительная перфорация, изоляционные работы и пр.) его структура изменяется, а значит и характеристика вытеснения будет иной.

В таких случаях для этих пластов отдельных скважин следует рассматривать кусочную (j -кусочную или, по меньшей мере, двухкусочную) характеристику вытеснения:

∑Qнj= Aj + Bj(∑Qжj+Cj)^Dj +Ej(∑Qжj+Fj)^Gj (2)

Данную модель (2) можно легко анализировать, так как одно из слагаемых, как правило, имеет положительный знак (Bj>0), а второе — отрицательный (Ej<0).

Данную модель (2) можно эффективно использовать и для многих других важных зависимостей, таких как:

- дебит жидкости (нефти, газа) от депрессии (разность между пластовым и забойным давлением). В этом случае первый кусок описывает зависимость (прямолинейная) до забойного давления, равного давлению насыщения, а второй кусок- зависимость при забойном давлении меньше давления насыщения;
- дебит жидкости (нефти, газа) от расхода газлифтного газа (добычи свободного газа). В этом случае первый кусок описывает характеристическую кривую для работы на пусковых клапанах, а второй кусок — на рабочем клапане.

Частным случаем модели (2) является полином второй степени, который широко используется в программном комплексе SANDOR.

Технология ОРРНЭО на добывающих и нагнетательных скважинах имеет достаточное лицензионное обеспечение, в частности, она защищена более чем 10-ю патентами (Патенты РФ №2211311, 2017942, 1794179, 2131017 и др.).

Экономический эффект указанной технологии выражается в дополнительной добыче нефти или сокращении капитальных вложений на бурение дополнительных скважин.

Технология ОРРНЭО реализуется с помощью специального оборудования [6].

Она позволяет по сравнению с раздельной эксплуатацией нескольких пластов:

- сократить капитальные вложения на бурение скважин (в 2-3 раза);
- снизить эксплуатационные расходы (переменные затраты) (на 20-40%);
- уменьшить срок освоения многопластового месторождения (на 30%);
- увеличить рентабельный срок разработки обводненных и загазованных пластов продлением их эксплуатации с подключением дополнительных объектов;
- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет увеличения срока их рентабельной разработки;
- проводить совместную разработку нефтяной оторочки и газовой шапки без образования газовых конусов;
- разрабатывать водоплавающие залежи без образования водяных конусов;
- уменьшить вероятность отложения гидратов, асфальтенов, смол и парафинов;
- уменьшить вероятность замерзания фонтанной арматуры и выкидных коллекторов (нагнетательных и добывающих) скважин из-за низкой проницаемости пласта;
- уменьшить вредное влияние высоких значений температуры, газового фактора, обводненности и вязкости добываемой продукции, повышенного содержания механических примесей (песка, проппанта), солей, серы и коррозионно-активных компонентов;
- повысить эффективность использования скважин и скважинного оборудования;
- уменьшить вероятность образования негерметичности эксплуатационной колонны.

По сравнению с совместной эксплуатацией нескольких пластов технология ОРРНЭО позволяет:

- увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;
- увеличить добычу нефти на 30-40% за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- обеспечить учет добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого агента в каждый из пластов;
- предупредить межпластовые перетоки по стволу скважины в момент ее остановки и при малых депрессиях;
- предупредить отрицательное техногенное воздействие на пласт при глушении пласта с более высоким пластовым давлением;
- повысить эффективность газовых и тепловых методов нефтеотдачи за счет использования одной скважины одновременно для добычи нефти и закачки агента;
- нестационарно воздействовать на пласты, изменяя их режимы;
- обеспечить форсированный отбор из низкопроницаемых нефтенасыщенных пропластков с одновременным ограничением водопритока в высокопроницаемых пропластках;
- регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов, оперативно управляя полем пластовых давлений;
- уменьшить вероятность образования негерметичности эксплуатационной колонны;
- исследовать и контролировать разработку отдельных пластов.

В настоящее время технология ОРРНЭО успешно используется на 7 месторождениях, в частности, на следующих категориях скважин:

- нагнетательных — 37 скважин, в том числе 12 с 3-мя пластами и 25 с 2-мя пластами;
- газлифтных — 9 скважин, в том числе 4 с 3-мя пластами и 5 с 2-мя пластами;
- эксплуатируемых УЭЦН — 3 скважины (большие ограничения);
- газодобывающих — 2 скважины;
- добывающих нагнетательных, используе-мых одновременно для добычи нефти (газлифтом) и закачки агента — 1 скважина.

Технология ОРРНЭО наиболее эффективно реализуется на газлифтных и нагнетательных скважинах.

Технология ОРРНЭО согласована с РГТИ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Леонов В.А., Донков П.В. Одновременно раздельная эксплуатация нескольких объектов разработки на Ванъеганском месторождении // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО / Материалы четвертой научно- практической конференции). — Ханты-Мансийск. — 2000.

2. Леонов В.А., Донков П.В., Войтов О.В., Сорокин А.В. Воздействие на группу пластов одной сеткой скважин при разработке новых объектов. Стендовый доклад на XII Европейском симпозиуме повышения нефтеотдачи пластов// Материалы выставки «Нефть, газ. Нефтехимия — 2003″.- Казань.- 2003.

3. Леонов В.А., Донков П.В., Суслов А.А. Разукрупнение объектов разработки как средство адаптации гидродинамических моделей // Технологический форум SIS GeoQuest. — Сочи.- 2002.

4. Леонов В.А. Способ адаптивной оптимизации пластового давления //Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов — теория и практика их применения /Тезисы докл. VIII Международной специализированной выставки «Нефть, газ. Нефтехимия».- 2001.

5. Леонов В.А. Одновременно раздельная эксплуатация нескольких пластов одной сеткой скважин для повышения их нефтеотдачи // Нижневартовское отделение Общества нефтяных инженеров Society Petroleum Engineers .-2004.

Выпуски
- № 29/2018
- № 28/2016
- № 27/2015
- № 26/2014
- № 25/2012
- № 24/2011
- № 23/2011
- № 22/2011
- № 21/2009
- № 20/2009
- № 19/2008
- № 18/2007
- № 17/2007
- № 16/2005
- № 15/2005
- № 14/2004
- № 12/2003
- № 11/2003
- № 10/2003
- № 09/2002
- № 08/2002
- № 07/2001
- № 06/2001
- № 05/2000
- № 04/1999
- № 03/1999
- № 02/1999
- № 01/1999

Журнал
- О журнале

Все права защищены © 2021 **Вестник Недропользователя** Ханты-Мансийского автономного округа
Поддержка электронной версии журнала - **ООО "СибГеоПроект"**

::: **Система Мониторинга Недропользования** ::: **Геоинформационный портал** ::: **Ведение паспортов скважин**
Ведение и анализ ресурсной базы ::: **Просмотр каротажа** :::