

Сергей Викторович СОКОЛОВ¹

УДК 519.633

К ВОПРОСУ ОБ ОТРАБОТКЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

¹ кандидат технических наук, старший эксперт отдела экспертов,
ПАО «Роснефть», ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
svsokolov2@rosneft.ru

Аннотация

Одним из основных недостатков классической модели материального баланса, используемой при анализе состояния разработки нефтяных месторождений, является единая величина давления во всех элементах пластовой системы. Это особенно актуально для водоплавающих залежей, залежей с активной законтурной зоной (аквифером), а также залежей, эксплуатируемых с поддержанием пластового давления.

В данной работе предложена математическая модель, включающая в себя три функциональных элемента пластовой системы (зоны), в каждом из которых поддерживается свое пластовое давление. Балансовые уравнения модели позволяют прогнозировать поведение пластовой системы при известных значениях емкостных и фильтрационных параметров, а также допускают решение обратной задачи.

На основе фактических показателей разработки залежи были восстановлены значения упругоёмкостей зон, а также гидродинамических проводимостей между этими зонами. С помощью представленной модели был выполнен прогноз технологических показателей при различном соотношении добывающих и нагнетательных скважин. Ретроспективный анализ показал, какую стратегию разработки следовало бы проводить с начала эксплуатации рассматриваемой залежи.

Ключевые слова

Материальный баланс, разработка залежи, численно-аналитическая модель, прогноз показателей, соотношение добывающих и нагнетательных скважин, упругоёмкость аквифера, коэффициент продуктивности.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93

Цитирование: Соколов С. В. К вопросу об отработке нагнетательных скважин / С. В. Соколов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 2. С. 83-93.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93

Введение

Обязательным элементом процесса проектирования рациональной системы разработки нефтяного месторождения, которое в дальнейшем предлагается эксплуатировать на режиме поддержания пластового давления, является вопрос о целесообразности отработки на нефть нагнетательных скважин и оптимальной продолжительности этого периода.

В одной из основополагающих работ [2], посвященной данной тематике, для решения указанной задачи предлагается использовать простую аналитическую модель. Дебиты скважин изменяются по экспоненте, параметры согласованы с результатами численного гидродинамического моделирования. За критерий эффективности принят чистый дисконтированный доход (ЧДД).

В работе определяется оптимальный период отработки нагнетательных скважин для пятиточечной системы заводнения, реализованной на низкопроницаемых коллекторах ($K_{пр} = 1-10$ мД), и исследуется зависимость этого параметра от проницаемости пласта, радиуса контура питания, скин-фактора и ставки дисконтирования.

В результате установлено, что оптимальный период отработки скважин уменьшается при увеличении проницаемости и снижении скин-фактора, а растет при увеличении радиуса контура питания и ставки дисконтирования. В целом для разумных значения исходных параметров, продолжительность периода изменяется от одного месяца до года.

В работе [1] задача определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин решается с использованием численно-аналитической модели, которая, в свою очередь, базируется на основной формуле упругого режима применительно к регулярной площадной системе расположения скважин с учетом их интерференции.

Предлагаемый метод применим к наклонно-направленным скважинам. Возможен учет гидравлического разрыва пласта. Для заданных фильтрационно-емкостных свойств, параметров системы разработки, метод позволяет рассчитать профиль добычи. В качестве критерия эффективности в работе предлагается использовать дисконтированную добычу нефти.

Предложенный метод определения оптимального времени отработки был апробирован на залежи с эффективной нефтенасыщенной толщиной 10 м, эффективной проницаемостью 1,5 мД. Плотность сетки скважин определена 50 га/скв, ставка дисконтирования принята на уровне 12%. В результате выполненных расчетов продолжительность искомого периода составила девять месяцев.

Краткий анализ литературных источников, посвященных проблеме отработки нагнетательных скважин и определению оптимальной продолжительности этого периода, позволяет сформулировать следующий вывод: эффективное решение указанной задачи возможно с помощью относительно простых аналитических моделей.

Работы [1, 2] посвящены проблемам формирования рациональных систем заводнения для залежей с низкопроницаемыми коллекторами. Действительно,

на сегодняшний день это, наверное, самое актуальное направление исследований, в связи с массовым вводом в разработку запасов с подобными фильтрационно-емкостными свойствами.

Для таких залежей понятие аквифера не играет практической роли, что и нашло отражение в представленных аналитических моделях. Не вызывает сомнений, что при проектировании разработки залежей нефти с коллекторами средней проницаемости и обширными водонефтяными зонами учет упругоэмокости водоносной области просто необходим.

Действительно, попытка слепо распространить рекомендации работы [2] на залежи с улучшенными фильтрационными свойствами говорит о том, что разработка нагнетательных скважин вообще нецелесообразна, их нужно сразу вводить под закачку. Промысловая практика дает нам примеры эффективной разработки небольших залежей нефти на естественном режиме.

Описание математической модели

Рассмотрим численно-аналитическую модель пластовой системы, которая включает в себя три зоны: «добыча», «закачка», «аквифер» (рис. 1). Каждая зона обладает упругоэмокостью (S). Здесь и далее под упругоэмокостью понимается изменение объема порового пространства при изменении давления на единицу.

Связи между зонами характеризуются величиной гидропроводности (R), способностью пропускать через себя определенный объем жидкости при единичном перепаде давления. Зона «добыча» аналогично укрупненной скважине имеет коэффициент продуктивности (E_d), а зона «закачка» — коэффициент (E_n).

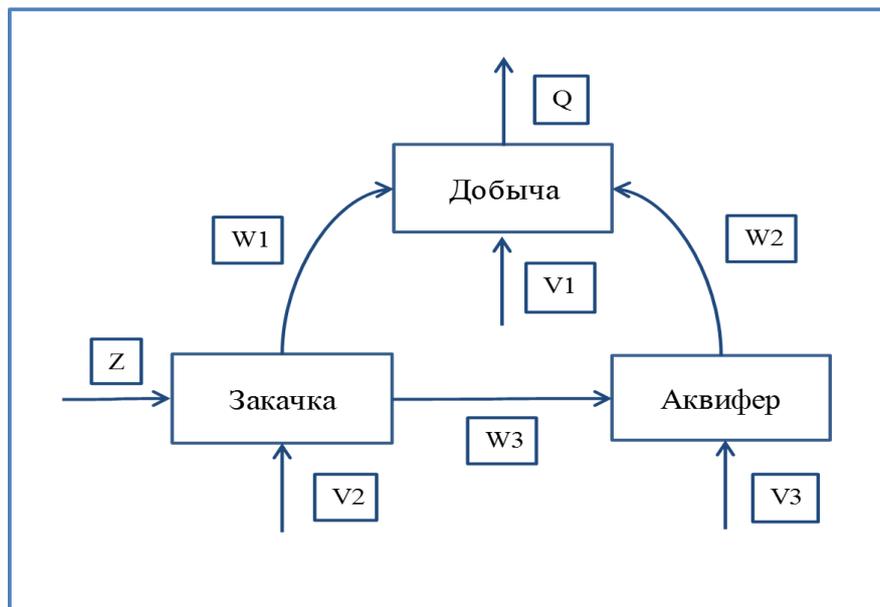


Рис. 1. Схема численно-аналитической модели залежи

Fig. 1. A numerical and analytical reservoir model

Моделирование пластовых процессов осуществляется по временным шагам. На каждом временном шаге в эксплуатации находятся Φ_d добывающих и Φ_n нагнетательных скважин. Для каждой зоны необходимо рассчитать среднее пластовое давление (P_d, P_n, P_a). Для этого была сформирована система уравнений баланса объемов по зонам:

$$\begin{aligned} W_1 + W_2 + V_1 - Q &= 0 \text{ «добыча»}; \\ Z - W_1 - W_3 + V_2 &= 0 \text{ «закачка»}; \\ W_3 - W_2 + V_3 &= 0 \text{ «аквифер»}. \end{aligned}$$

Здесь введены следующие обозначения: W — перетоки между зонами, V — притоки от упругоэластичности, Q — добыча жидкости, Z — закачка воды. Уравнения по видам фильтрационных потоков:

$$\begin{aligned} R_1 &= G_1 (\Phi_d + \Phi_n) / 2, & R_2 &= G_2 \Phi_d, & R_3 &= G_3 \Phi_n, \\ W_1 &= R_1 (P_d - P_n), & W_2 &= R_2 (P_a - P_d), & W_3 &= R_3 (P_n - P_a), \\ V_1 &= S_1 (P_d^* - P_d), & V_2 &= S_2 (P_n^* - P_n), & V_3 &= S_3 (P_a^* - P_a), \\ E_d &= J_d \Phi_d, & E_n &= J_n \Phi_n, & Q &= E_d (P_d - U_d), & Z &= E_n (U_n - P_n). \end{aligned}$$

Для обозначения переменных использованы символы: G — удельные проводимости между соответствующими зонами, « P^* » — пластовые давления на предыдущем временном шаге, (J_d, J_n) — удельные продуктивности скважин в зоне «добыча» и в зоне «закачка», (U_d, U_n) — забойные давления на добывающих и нагнетательных скважинах.

После подстановки в исходную систему балансовых уравнений зависимостей фильтрационных потоков от депрессий была получена система линейных уравнений относительно пластовых давлений по зонам. Решение данной системы дает возможность расчета технологических показателей по добыче жидкости и закачке воды на каждом временном шаге.

Таким образом, представленный вариант численно-аналитической модели по заданным значениям фильтрационно-емкостных характеристик рассматриваемых зон и связей между ними позволяет решать прямую задачу моделирования: прогноза динамики средних пластовых давлений, отборов жидкости и закачки воды.

Обратная задача моделирования

Допустим, что отдельная залежь некоторое время находилась в разработке, и все это время в соответствии с «Правилами разработки» осуществлялся мониторинг динамики технологических показателей. Тогда возможна постановка обратной задачи моделирования, а именно по динамике фактических показателей восстановить значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

В представленном варианте численно-аналитической модели к параметрам, значения которых имеют высокую степень неопределенности, относятся упру-

гоемкости самих зон и удельные проводимости между ними. По результатам решения обратной задачи также возможно восстановление динамики удельных продуктивностей в зонах «добыча» и «закачка».

Исходными данными являются динамика следующих технологических показателей: добыча жидкости, закачка воды, забойные давления при отборе и закачке, фонд добывающих и нагнетательных скважин. Качество решения обратной задачи контролируется по близости фактических и расчетных значений пластовых давлений.

В качестве метода решения обратной задачи используется алгоритм Нелдера — Мида, представляющий собой метод безусловной оптимизации функции от нескольких переменных. Основным недостатком метода — он находит локальный экстремум и может в нем «застрять». Для поиска лучшего решения можно использовать новое начальное приближение.

Пример решения обратной задачи

Рассмотрим залежь средних размеров с обширной водонефтяной зоной. Схема расположения скважин и динамика технологических показателей представлена на рис. 2. Залежь эксплуатируется около трех лет, при этом накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды составила около 30%. Пластовое давление снижается.

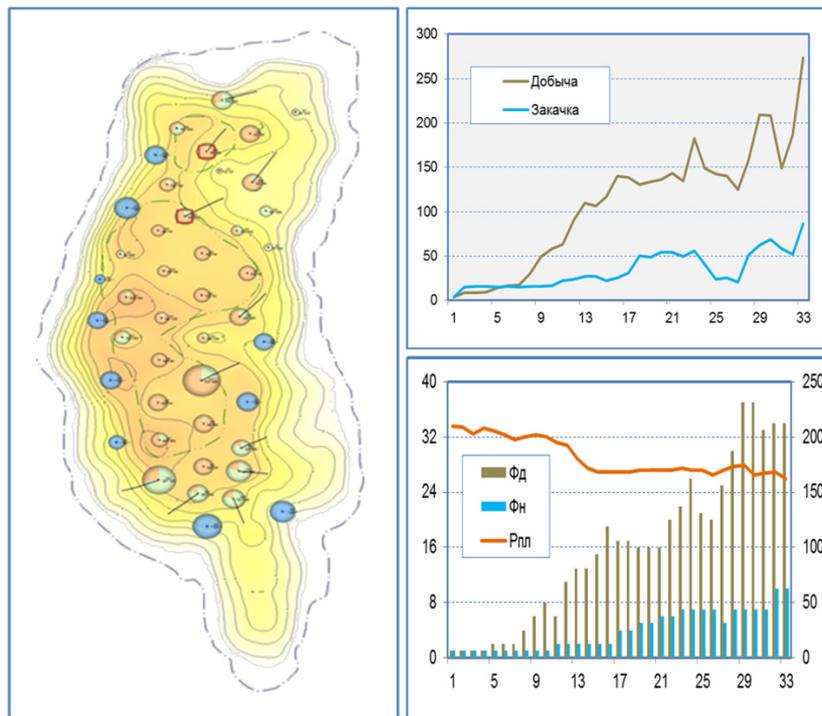


Рис. 2. Технологические показатели разработки залежи

Fig. 2. Reservoir engineering parameters

В результате решения обратной задачи были восстановлены значения упругоёмкостей зон «добыча», «закачка», «аквифер» и удельных проводимостей между этими зонами. Единица измерения параметров тыс. м³ на атмосферу. Среднеквадратичное отклонение между фактическими и расчетными пластовыми давлениями составило 0,5 атм (рис. 3).

Анализ численных значений параметров, восстановленных в результате решения обратной задачи, показывает существенное превышение упругоёмкости аквифера над суммарной упругоёмкостью залежи и одновременно слабую проводимость между аквифером и зоной «добыча».

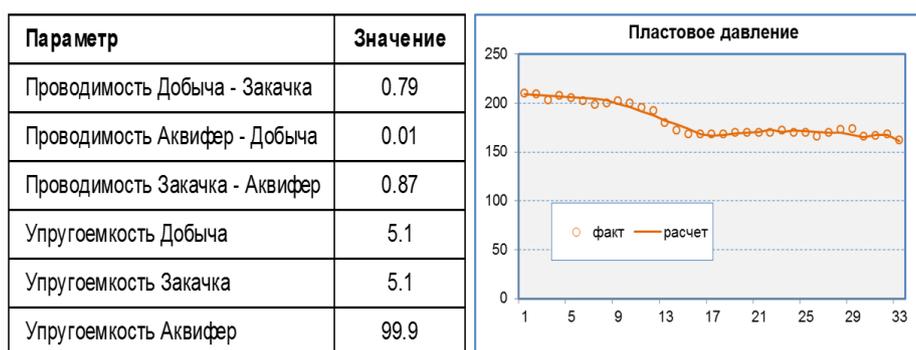


Рис. 3. Результаты адаптации ФЕС залежи Fig. 3. Reservoir properties matching

На основе восстановленных (адаптированных) значений фильтрационно-ёмкостных параметров была рассчитана динамика средних пластовых давлений по каждой зоне. Это позволило определить динамику удельных продуктивностей в зонах «добыча» и «закачка» (рис. 4).

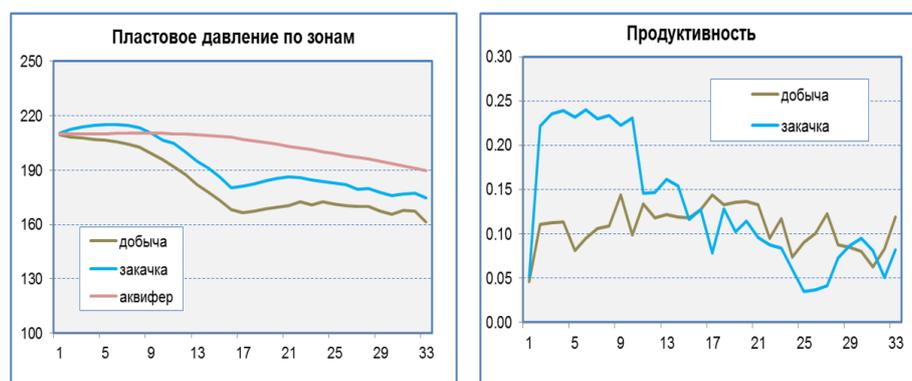


Рис. 4. Динамика давлений и продуктивностей Fig. 4. Pressure and productivity profile

Если среднюю удельную продуктивность добывающих скважин с некоторой долей условности можно считать постоянной, то средний коэффициент приемистости нагнетательных скважин по мере заводнения снижается. Это может

служить сигналом для определения причин выявленного эффекта с последующим планированием мероприятий на нагнетательном фонде скважин.

Прогноз технологических показателей

В настоящее время соотношение добывающих и нагнетательных скважин составляет 3,4/1. Один из возможных вариантов продолжения разработки — это усиление воздействия на залежь за счет перевода части добывающих скважин под закачку. Карта текущего состояния разработки показывает слабый охват нагнетанием северо-восточной части залежи.

Расчеты на пятилетний прогнозный период профилей добычи жидкости при соотношениях скважин 2,1/1 и 1,4/1 показали, что наиболее перспективным представляется вариант с соотношением скважин 2,1/1. Текущая добыча по нему сравнивается с базовым вариантом уже на 13 месяц, за пять лет дополнительная добыча жидкости составляет около 450 тыс. м³ (рис. 5).

Существенный потенциал усиления воздействия на залежь сосредоточен в повышении коэффициента приемистости у нагнетательных скважин. Рассмотрим варианты увеличения его от текущего значения в 1,5 и 2 раза. При таком подходе за пять лет дополнительная добыча жидкости возрастет на 1 300 тыс. м³ и на 2 500 тыс. м³, соответственно (рис. 5).



Рис. 5. Варианты интенсификации разработки

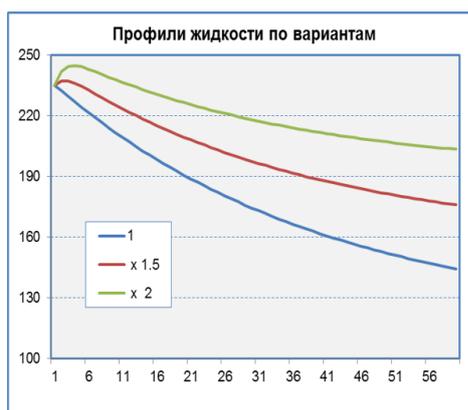


Fig. 5. EOR options

Несмотря на существенное улучшение показателей, только изменением соотношения скважин или повышением их продуктивности обеспечить стабилизацию уровней отборов не удастся. Расчеты показывают, что для решения этой задачи необходимо комплексирование вариантов, т. е. довести соотношение до 2,1/1 и повысить коэффициент приемистости в два раза.

Ретроспективный анализ

Весьма интересным представляется также вопрос о том, какую стратегию следовало бы проводить с начала разработки залежи при данных значениях ФЭС.

Суммарный фонд составляет 44 скважины, коэффициенты продуктивности зон «добыча» и «закачка» постоянны и равны $J_d = 0,12$; $J_n = 0,24$. Добывающие скважины вводятся в эксплуатацию единовременно.

Рассмотрим три прогнозных варианта разработки. Вариант первый, базовый предполагает эксплуатацию залежи на естественном упруговодонапорном режиме. Второй вариант предусматривает мгновенный ввод нагнетательных скважин. В третьем варианте рассматривается возможность повышения эффективности за счет постепенного ввода нагнетательных скважин.

Для прогноза показателей по второму варианту необходимо определить оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин. С этой целью были выполнены расчеты для пяти вариантов соотношений. Выбор лучшего варианта осуществлялся по накопленной добыче жидкости за пять лет. Максимум достигался при соотношении скважин 29/15 (рис. 6).

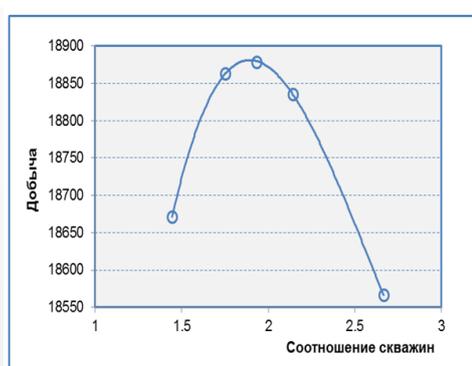


Рис. 6. Результаты расчетов



Fig. 6. Results of model runs

Результаты выполненных расчетов по предложенным вариантам разработки представлены на рис. 6. Таким образом, еще раз подтвердился тезис о том, что наилучшими показателями обладает вариант с «мгновенным» вводом в эксплуатацию системы заводнения при оптимальном соотношении добывающих и нагнетательных скважин.

Выводы

1. Разработана эффективная численно-аналитическая модель пластовой системы, которая может использоваться для решения практических задач разработки месторождений.
2. Работоспособность предложенной модели продемонстрирована на примере реальной залежи. Проведена адаптация параметров пластовой системы. Выполнен прогноз технологических показателей по вариантам.
3. Проведен ретроспективный анализ, определено оптимальное соотношение добывающих и нагнетательных скважин, подтверждена эффективность «мгновенного» ввода системы заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ситников А. Н. Метод определения оптимального времени отработки нагнетательных скважин / А. Н. Ситников, А. А. Пустовских, А. П. Рощектаев, Ц. В. Анджукаев // Нефтяное хозяйство. 2015. № 3. С. 84-87.
2. Хасанов М. М. Определение оптимального периода отработки нагнетательной скважины на нефть / М. М. Хасанов, В. А. Краснов, В. А. Коротовских // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2007. № 5. С. 19-22.

Sergey V. SOKOLOV¹

UDC 519.633

CONSIDERATIONS ON PRE-PRODUCTION OF INJECTION WELLS

¹ Cand. Sci. (Tech.), Senior Expert,
Tyumen Petroleum Research Center, Rosneft
svsokolov2@rosneft.ru

Abstract

One of the main drawbacks of a classical material balance model, applied in the analysis of oil reservoir development, is a single pressure in all elements of the reservoir system. This is especially important for reservoirs with bottom water, with active aquifer zones, as well for waterflooded reservoirs.

This article describes a mathematical model that includes three functional elements of a reservoir system (zone) with individual reservoir pressure maintained in each element. The model balance equations predict the behavior of a reservoir system for a given flow and reservoir properties; it can also solve an inverse problem.

The actual reservoir development parameters allows restoring the elastic capacity of the zones, as well as flow conductivities between these zones. The presented model predicts a reservoir's engineering parameters for various producer-to-injector ratios. A retrospective analysis has shown a recommended development strategy for the reservoir development (from the very beginning).

Keywords

Material balance, reservoir development, numerical-analytical model, parameters prediction, producer-to-injector ratio, aquifer elastic capacity, productivity index.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93

Citation: Sokolov S. V. 2018. "Considerations on Pre-Production of Injection Wells". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 2, pp. 83-93.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-2-83-93

REFERENCES

1. Sitnikov A. N., Pustovskikh A. A., Roshtekayev A. P., Andzhukaev Ts. V. 2015. "Metod opredeleniya optimalnogo vremeny otrabotki nagnetatelnykh skvazhin" [Method for Defining the Optimal Time for Injection Well Pre-Production]. Oil Industry, vol. 3, pp. 84-87.
2. Khasanov M. M., Krasnov V. A., Korotovskikh V. A. 2007. "Opredelenie optimalnogo perioda otrabotki nagnetatelnoy skvazhiny na nef't" [Defining the Optimal Period of Injection Well Pre-Production]. Rosneft Scientific and Technical Bulletin, vol. 5, pp. 19-22.