

Нечеткий метод определения материального баланса для моделирования процессов разработки месторождений углеводородов

К. А. Сидельников

ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»
sidelkin@yandex.ru

М. С. Куприянов

Санкт-Петербургский государственный
электротехнический университет «ЛЭТИ»
им. В. И. Ульянова (Ленина)
mskupriyanov@mail.ru

М. А. Сенилов

ФГБОУ ВО «Ижевский государственный технический
университет им. М.Т. Калашникова»
senilov@bk.ru

Аннотация. Предложен подход для нечеткого моделирования материального баланса отборов флюидов в процессе разработки продуктивной залежи в условиях неопределенности исходных параметров. Данный подход основан на переходе от фиксированных значений параметров пласта и насыщающих его флюидов к их нечеткому представлению. В процессе выполнения операций над нечеткими числами получена результирующая функция принадлежности для пластового давления.

Ключевые слова: материальный баланс; нечеткие множества; разработка нефтяных месторождений

I. ВВЕДЕНИЕ

Современный анализ текущей системы разработки месторождений углеводородов и долгосрочный прогноз динамики добычи при различных условиях эксплуатации осуществляется с помощью математических моделей поведения продуктивного пласта, эффективное использование которых требует значительных временных затрат и накопления значительных объемов данных. Неопределенность, связанная с характеристиками пласта и насыщающих его флюидов, а также невозможность точного предсказания будущих сценариев развития цен на нефть, операционных затрат и т.п., приводит к необходимости предварительного анализа на чувствительность результирующего параметра модели к изменениям ее входных параметров.

Для большинства задач, в которых требуется оценить степень влияния неопределенности в исходных данных, используются либо дополнительные проверки решения на предмет зависимости от изменений различных параметров,

либо математические методы теории вероятностей. Последние методы нашли особенно широкое распространение среди инженеров-нефтяников, хотя их успешное применение зачастую ограничено ввиду отсутствия необходимой информации о статистических свойствах исходных данных. Более того, имеющийся в распоряжении инженеров-нефтяников объем доступной информации формально вообще не допускает применение методов статистической обработки результатов исследований. В подобных случаях оправдано применение методов теории нечетких множеств.

С математической точки зрения основное различие между вероятностными и нечеткими методами базируется на определении функции принадлежности, которое не обязательно отражает относительную частоту события, а является относительной мерой предпочтения различных членов множества элементарных событий. Таким образом, в теории вероятностей оценивается правдоподобие того или иного события, а в нечетких моделях определяется его возможность. Методы теории нечетких множеств напрямую оперируют неопределенностями в исходных данных и не требуют многократных проверок на чувствительность решения к изменениям параметров модели. Еще одним преимуществом нечеткого подхода является то, что он позволяет получить модели в рамках нечетких ограничений и наличия физически обусловленных неопределенностей исходной информации.

С вычислительной точки зрения нечеткие методы, которые базируются на правилах, напоминающих в определенной степени аксиомы классической детерминистской математики, работают намного быстрее, чем стохастические методы. Максимального эффекта с помощью нечетких методов можно достичь в задачах изучения геолого-физических характеристик продуктивных пластов. Примеры успешного применения нечетких

Работа выполнена в СПбГЭТУ при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках договора № 02.G25.31.0149 от 01.12.2015 г.

методов в нефтепромысловом деле можно найти в [2, 5]. В данной работе предложено использовать методы теории нечетких множеств для расчета материального баланса объемов притока-оттока всех флюидов, притекающих в пласт, покидающих его и остающихся в нем.

II. МЕТОД МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА

Общий вид уравнения материального баланса для модели нелетучей нефти без учета газовой шапки и закачки попутного нефтяного газа в пласт [1, 4]:

$$\begin{aligned} & \underbrace{NE_o}_{\text{расширение нефти}} + \underbrace{WE_w}_{\text{расширение воды}} + \underbrace{V_{pi}E_f}_{\text{уменьшение порового объема}} + \underbrace{W_e}_{\text{приток воды из аквифера}} = \\ & = \underbrace{N_p(B_o + B_g(R_p - R_s))}_{\text{отбор нефти и газа}} + \underbrace{(W_p - \lambda W_{inj})B_w}_{\text{чистый отбор воды}} \end{aligned} \quad (1)$$

где N – начальные геологические запасы нефти, m^3 ; W – начальный объем воды в пласте, m^3 ; N_p , W_p , G_p – накопленные отборы нефти, воды и газа соответственно, m^3 ; $R_p = G_p/N_p$ – накопленный газовый фактор, m^3/m^3 ; W_e – накопленный приток воды из водоносного горизонта (аквифера), m^3 ; W_{inj} – накопленная закачка воды, m^3 ; E_o , E_w , E_f – коэффициенты объемного расширения нефти, воды и порового пространства соответственно, m^3/m^3 ; B_o , B_w , B_g – объемные коэффициенты нефти, воды и газа соответственно, m^3/m^3 ; R_s – газосодержание нефти, m^3/m^3 ; V_{pi} – начальный поровый объем, m^3 ; λ – доля эффективной закачки воды, д. ед. Здесь и далее нижний индекс «i» соответствует начальным пластовым условиям.

Уравнение (1) можно переписать в следующем виде:

$$\begin{aligned} & N(E_o + B_{oi}c_{eff}\Delta P) + W_e = \\ & = N_p(B_o + B_g(R_p - R_s)) + (W_p - \lambda W_{inj})B_w \end{aligned} \quad (2)$$

где $\Delta P = P_i - P$ – изменение пластового давления относительно начального значения, бар; c_{eff} – эффективный коэффициент сжимаемости системы вода-пласт, 1/бар.

Эффективная сжимаемость системы рассчитывается как

$$c_{eff} = \frac{(c_w S_{wi} + c_f)}{1 - S_{wi}} \quad (3)$$

где c_w , c_f – коэффициенты сжимаемости воды и порового пространства соответственно, 1/бар; S_{wi} – начальная водонасыщенность пласта, д. ед.

Коэффициент объемного расширения нефти рассчитывается как

$$E_o = B_i - B_{ii} = B_o - B_{oi} + B_g(R_{si} - R_s) \quad (4)$$

где B_i – двухфазный объемный коэффициент нефти и газа, m^3/m^3 .

Для учета притока воды из водоносного горизонта разработано множество моделей [4]. Простой подход, пригодный для произвольного конечного водоносного пласта, предложен Фетковичем. Согласно этой модели в любой момент времени

$$W_e(t) = \frac{W_{ei}}{P_i}(P_i - P) \left(1 - e^{-\frac{JP_i t}{W_{ei}}} \right) \quad (5)$$

где W_{ei} – максимально возможный накопленный приток из аквифера, m^3 ; J – коэффициент продуктивности аквифера, $m^3/\text{сут}/\text{бар}$.

По имеющимся данным фактических отборов N_p , W_p , R_p за определенный период времени производится адаптация модели материального баланса (2) по истории разработки. Другими словами, решение уравнения (2) в виде рассчитанного пластового давления P должно максимально точно воспроизводить динамику среднего изменения давления P_{meas} в пласте в целом, полученного на основе замеров в отдельных скважинах. Путем подбора параметров в (2) минимизируют невязку между расчетными значениями пластового давления и фактическими замерами. Одним из самых неопределенных параметров является накопленный приток воды W_e . Хотя всегда можно провести предварительный расчет начальных запасов N объемным методом, значение данного параметра может поменяться (обычно в сторону уменьшения) в процессе адаптации модели для учета объема нефти, который вносит непосредственный вклад в характеристику изменения добычи/давления с начала разработки месторождения [1]. Часть параметров в (2) может быть определена из промысловых и лабораторных экспериментов, но потенциально они всегда требуют поправки на реальные условия эксплуатации [1].

III. НЕЧЕТКИЙ МЕТОД

Предположим, что значения некоторых исходных данных точно не известны, т.е. они могут быть представлены в виде нечетких чисел. Например, для начальных запасов нефти можно использовать нечеткую величину с треугольной функцией принадлежности, которая записывается как [3]

$$\tilde{N} = (N_1, N_2, N_3) \quad (6)$$

Аналогично можно учесть неопределенность, связанную с параметрами аквифера через \tilde{W}_{ei} и \tilde{J} ; PVT-свойства пластовых флюидов и свойствами самого пласта через \tilde{c}_w , \tilde{B}_o , \tilde{B}_g , \tilde{R}_s и \tilde{c}_f ; начальными пластовыми условиями через \tilde{P}_i и \tilde{S}_{wi} и т.д. Значения давлений \tilde{P}_{meas} также носят частично неопределенный

характер по целому ряду причин: 1) давления, измеряемые в области дренирования каждой скважины, содержат некоторую погрешность, связанную с самой методикой оценки; 2) фактически невозможно однозначно определить объемы по каждой скважине для расчета средневзвешенного давления в пласте в целом; 3) охват скважин замерами пластового давления может быть небольшой и неравномерный по площади залежи.

Решение уравнения (2) с нечеткими входными данными, очевидно, также будет являться нечеткой величиной \tilde{P} . Для ее вычисления потребуются нечеткая арифметика. Пусть $\tilde{a}_1, \tilde{a}_2, \dots, \tilde{a}_n$ – нечеткие величины. Тогда функция принадлежности $\mu_{\tilde{a}}$ для $\tilde{a} = f(\tilde{a}_1, \tilde{a}_2, \dots, \tilde{a}_n)$ строится как [3]

$$\mu_{\tilde{a}}(x) = \sup_{x_1, x_2, \dots, x_n \in \mathbb{R}} \left(\min_{1 \leq i \leq n} \mu_{\tilde{a}_i}(x_i) \mid x = f(x_1, x_2, \dots, x_n) \right). \quad (7)$$

IV. ПРИМЕР МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рассмотрим пример месторождения, для которого имеются результаты почти шестилетних наблюдений за историей изменения давления и эксплуатационных характеристик (рис. 1).

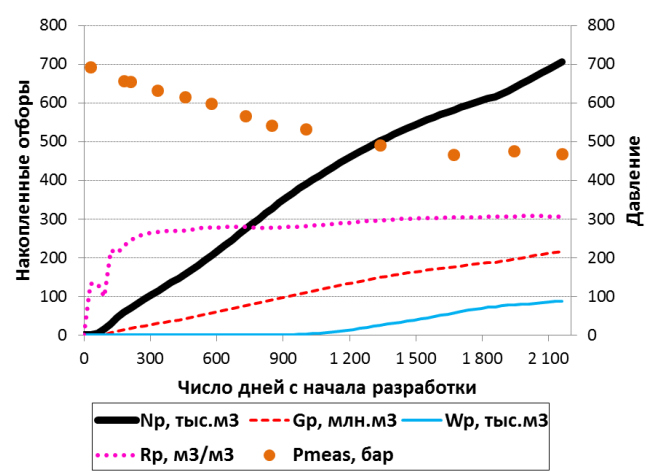


Рис. 1. Данные по накопленной добыче

Исследуемый пласт характеризуется следующими диапазонами возможных значений параметров, приведенных в табл. 1.

Среднее значение параметров в табл. 1 для N , J и W_{ei} получено по результатам адаптации модели материального баланса (2) к данным на рис. 1 на базе метода наименьших квадратов. Среднее значение для остальных параметров взято согласно имеющемуся комплексу проведенных исследований характеристик пласта и насыщающих его флюидов.

ТАБЛИЦА 1 ПАРАМЕТРЫ ПЛАСТА

Параметр	Значение		
	среднее	минимальное	максимальное
Начальные запасы нефти N , тыс. м ³	2 187	2 000	2 500
Начальное пластовое давление P_i , бар	693	650	750
Начальная водонасыщенность пласта S_{wi} , д.ед.	0,20	0,15	0,25
Коэффициент сжимаемости воды c_w , 1/бар	$3,7 \cdot 10^{-5}$	$3,0 \cdot 10^{-5}$	$5,0 \cdot 10^{-5}$
Коэффициент сжимаемости пор c_r , 1/бар	$4,4 \cdot 10^{-4}$	$3,0 \cdot 10^{-4}$	$5,0 \cdot 10^{-4}$
Давление насыщения P_{bp} , бар	560	500	600
Начальное газосодержание R_{si} , м ³ /м ³	306	250	350
Коэффициент продуктивности аквифера J , м ³ /сут/бар	2,18	1,00	3,00
Максимальный приток из аквифера W_{ei} , тыс. м ³	22 894	20 000	25 000

Функции PVT-свойств нефти и растворенного в нем газа в зависимости от давления приведены на рис. 2, где также изображены диапазоны их возможных изменений с учетом значений из табл. 1.

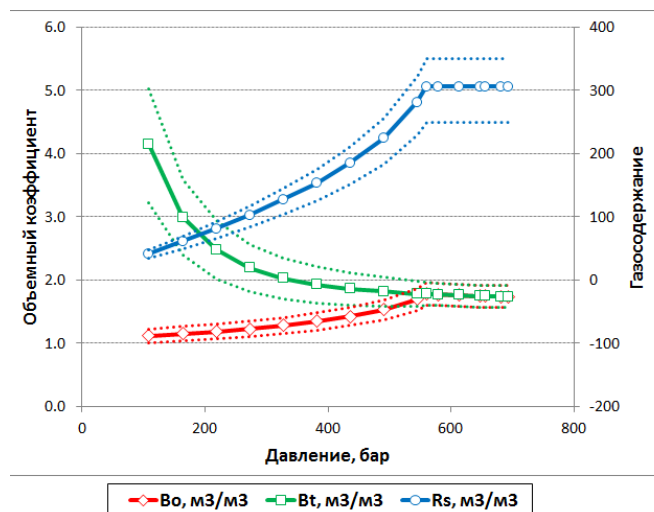


Рис. 2. PVT-свойства нефти и газа

С учетом неопределенности, заложенной в значениях параметров (табл. 1), на базе нечеткой арифметики (7) получено решение уравнения (2), которое представлено на рис. 3. На основе результирующей функции принадлежности для нечеткой величины пластового давления, получены минимальное, максимальное и наиболее вероятное значения давления в разные моменты времени. На рисунке также представлено расчетное

давление в аквифере P_{aq} в соответствии с выбранной моделью Фетковича (5).

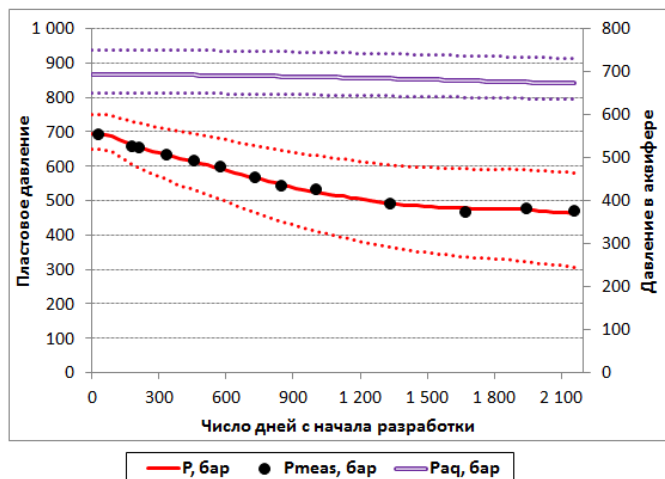


Рис. 3. Результаты расчетов

Предложен подход для нечеткого моделирования материального баланса отборов флюидов в процессе

разработки продуктивной залежи в условиях неопределенности исходных параметров. Данный подход основан на переходе от фиксированных значений параметров пласта и насыщающих его флюидов к их нечеткому представлению. В результате выполнения операций над нечеткими числами получена результирующая функция принадлежности для пластового давления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Дейк Л.П. Практический инжиниринг резервуаров. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. 668 с.
- [2] Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М.: Наука, 1994. 462 с.
- [3] Лю Б. Теория и практика неопределенного программирования. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2005. 416 с.
- [4] Ahmed T.H. Reservoir engineering handbook, 4th ed., Elsevier, 2010.
- [5] Zolotukhin, A.B. Fuzzy simulation of waterflooding: a new approach to handling uncertainties in multiple realizations // Computational methods for flow and transport in porous media, J.M. Crolet, ed., Springer, 2000, Vol. 17, P. 141-160.