

Задача определения эффективности применения ускоренной амортизации в нефтедобыче еще далека от завершения, но первые результаты расчетов, изложенные в статье, заслуживают внимания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Положение по бухгалтерскому учету "Учет основных средств" ПБУ 6/01.
 2. Нефтедобывающая промышленность СССР 1917—1967. — М.: Недра, 1968. — 319 с.
 3. Вопросы экономики проектирования и разработки нефтяных и газовых месторождений США. — М., 1974. — 68 с. — (Обзор. информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. "Добыча").

4. Девликамова Г.В., Латыпов М.З. Некоторые вопросы ускоренной амортизации нефтедобывающих скважин // Деп. в ВИНТИ, 20.09.1991, № 3750—В 91. — 7 с.
 5. Девликамова Г.В. Оптимизация амортизационной политики газодобывающего предприятия // Тез. докл. II Всерос. конф. молодых ученых по проблемам газовой пром-сти России. — М.: Нефть и газ, 1997. — С. 17—18.
 6. Курский А., Даниленко М. Скважина как элемент горного имущества // Нефть России. — 2000. — № 12. — С. 37—39.
 7. Финозенов В.К., Григорьева Н.А. Особенности бухгалтерского и налогового учета на предприятиях нефтедобывающей промышленности. — М.: Современная экономика и право, 1999. — 96 с.

УДК 622.276.031:532.5.001

**КОМПЛЕКСНАЯ МОДЕЛЬ ТРЕХМЕРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ
 В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ И ДВИЖЕНИЯ ВОДОГАЗОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ
 В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

М.В. Колонтай, В.С. Путохин
 (ВНИИнефть)

В модели реализовано совместное решение уравнений трехмерной трехфазной фильтрации в неоднородном по пористости и проницаемости анизотропном пласте и дифференциальных уравнений движения водогазонефтяной смеси в горизонтальных скважинах (ГС). Комплексная модель пласт-ГС позволяет согласовать разные технологические требования задач разработки пласта и эксплуатации ГС, оптимизировать геометрические параметры ГС, расположение интервалов перфорации, обеспечивающих оптимальную гидродинамическую эффективность разработки пласта и оптимальный режим работы ГС.
 In the model it is realized simultaneous solution of equations for three-dimensional triphase filtration in the heterogeneous (on porosity and permeability) bed and differential equations for watergasoil fluid flow in horizontal wells (HW). Bed-HW complex model allows to conform different technological requirements to problems of bed development and HW exploitation, to optimize HW geometric parameters, location of perforation intervals for providing optimal hydrodynamic efficiency of bad development and optimal regime of HW work.

Совершенствование средств вычислительной техники, развитие численных методов позволяют создавать компьютерные гидродинамические модели процессов фильтрации сложнопостроенных и неоднородных залежей, разрабатываемых горизонтальными скважинами. Несмотря на относительно более высокую стоимость проектных работ (вследствие усложнения математической модели и увеличения исходной информации) по сравнению с традиционным подходом, применение таких комплексных моделей более рентабельно, так как ориентирует не на минимум проектных затрат, а на увеличение конечной нефтеотдачи и экономической эффективности разработки. Часто стремление сэкономить за счет использования более дешевой технологии проектирования приводит к серьезным экономическим потерям (например, упрощенная двухмерная модель не позволяет выявить застойные нефтесодержащие зоны, которые возможно было бы вовлечь в разработку соответствующей ориентацией ГС).

Комплексная математическая модель трехфазной трехмерной фильтрации в системе горизонтальных скважин разработана с учетом гравитационных и капиллярных сил, диффузионных и конвективных фазовых перетоков; учитываются сжимаемость пласта и флюидов, зависимость от пластового давления вязкости, объемных коэффициентов компонентов флюида, растворимости газа в нефти и воде, а также переменное давление насыщения.

Уравнения фильтрации записаны в виде, позволяющем осуществить конечно-разностную аппроксимацию их производных,

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{S_f}{B_f} \right) + \frac{\partial F_{fx}}{\partial x} + \frac{\partial F_{fy}}{\partial y} + \frac{\partial F_{fz}}{\partial z} = q_g + V_g;$$

$$F_{fv} = \frac{K_f K_v}{\mu_f B_f} \left(\frac{\partial P_f}{\partial v} - \gamma_f \frac{\partial h}{\partial v} \right); \quad (1)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] + \frac{\partial F_{gx}}{\partial x} + \frac{\partial F_{gy}}{\partial y} + \frac{\partial F_{gz}}{\partial z} = q_g + V_g;$$

$$F_{gv} = \left(\frac{K_g K_v}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} K_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} K_w}{\mu_w B_w} \right) \cdot \left(\frac{\partial P_g}{\partial v} - \gamma_g \frac{\partial h}{\partial v} \right); \quad (2)$$

o — нефть; w — вода; g — газ; f = (o, w); v = (x, y, z);
 где K_x, K_y, K_z — абсолютная проницаемость пористой среды по осям X, Y, Z;

K_o, K_w, K_g — относительная проницаемость для воды, нефти, газа;
 μ_o, μ_w, μ_g — динамическая вязкость флюида;
 B_o, B_w, B_g — объемный коэффициент соответствующей фазы;
 γ_f — удельный вес соответствующей фазы;
 $h(x, y)$ — глубина относительно поверхности, отсчет осуществляется вниз по вертикали;
 q_o, q_w, q_g — дебит (расход) скважины;
 V_o, V_w, V_g — конвективные фазовые перетоки флюида с единичного объема пласта в единицу времени;
 S_o, S_w, S_g — нефте-, водо-, газонасыщенность пласта;
 $R_{so} (R_{sw})$ — коэффициент растворимости газа в нефти (воде);
 P_o, P_w, P_g — давление в f -й фазе;
 $m(x, y, z)$ — пористость;
 t — время.

Для полного описания системы уравнений ее дополняют соотношениями:

$$S_o + S_w + S_g = 1, P_{cow} = P_o - P_w, P_{cog} = P_g - P_o \quad (3)$$

где $P_{cow} (P_{cog})$ — капиллярное давление в смеси нефть—вода (нефть—газ);

Расчет распределения давления в наклонных и горизонтальных скважинах с учетом изменяющегося дебита по их интервалам перфорации основан на дифференциальном уравнении баланса давления

$$-\frac{dP}{ds} = \rho_s(P, T)g \cos \alpha_s + \rho_s(P, T)g \frac{dF_r(\mu)}{ds}, \quad (4)$$

где dP — изменение давления по длине ds насосно-компрессорной трубы скважины;

ρ_s — среднее значение плотности нефтегазодоядной смеси;

T — температура газожидкостной смеси на длине ds ;

g — ускорение свободного падения;

α_s — угол наклона скважины к вертикальной оси на длине ds ;

dF_r — потери на трение на единицу длины ds ;

Программа позволяет рассчитать устьевое давление P_y и сравнением с заданным значением (P_{y3}) определить время перевода скважины на механизированную добычу (при $P_y < P_{y3}$) [1]. Профиль скважины, т. е. соотношение ее глубины и длины, не вводили в качестве исходных данных, а определяли по координатам расчетных участков скважин и размерам сеточной модели.

Относительные фазовые проницаемости по нефти, воде, газу задавали в табличном виде как функции соответствующих насыщенностей. Капиллярное давление в смеси вода—нефть (газ—вода) определяли таблично в зависимости от водонасыщенности (газонасыщенности). Объемный коэффициент неф-

ти (B_o), растворимость газа в нефти (R_{so}), вязкость нефти (μ_o) представляют собой двухпараметрические зависимости и определяются как функции от пластового давления (P_n) и давления насыщения (P_s):

$$F(P_n, P_s) = F(P_s) + C_F(P_n - P_s); F = \{B_o, R_{so}, \mu_o\} \text{ при } P_n > P_s,$$

где $F(P_s)$ — свойства нефтяной фазы при полном насыщении;

C_F — коэффициент.

Если нефть недонасыщена газом, т. е. $P_n < P_s$, то указанные выше параметры определяются таблично как функции давления $F(P_n)$.

Вязкость воды (газа), объемный коэффициент воды (газа), растворимость газа в воде задавали таблично в зависимости от пластового давления

$$\{B_w, R_{sw}, \mu_w, B_g, \mu_g\} = F(P_n).$$

Сжимаемость пласта была представлена как функция пластового давления $Z_n(P_n)$.

Плотности нефти, воды, газа определяют из выражений:

$$\rho_o = (\rho_{co} + R_{so} \rho_{cg}) / B_o; \quad \rho_w = (\rho_{cw} + R_{sw} \rho_{cg}) / B_w; \\ \rho_g = \rho_{cg} / B_g;$$

где $\rho_{co}, \rho_{cw}, \rho_{cg}$ — плотности соответствующих фаз при стандартных условиях.

Проводимость для f -й фазы между блоками (i, j, k) и ($i+1, j, k$) по направлению координатной оси X определяется из выражения

$$A_{f,x} = \frac{4 T_x K_{f,x}}{(\mu_{f,i} + \mu_{f,i+1})(B_{f,i} + B_{f,i+1})};$$

$$T_x = \frac{2C_m (K_x \Delta y \Delta z)_{i,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i+1,j,k}}{\Delta x_{i,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i+1,j,k} + \Delta x_{i+1,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i,j,k}}, \quad (5)$$

$i = 1, 2, \dots, N_x; j = 1, 2, \dots, N_y; k = 1, 2, \dots, N_z;$

где f — индекс фазы (o — нефти, w — воды, g — газа);

$\Delta x, \Delta y, \Delta z$ — размеры блока по соответствующим координатным осям;

N_x, N_y, N_z — число расчетных блоков разностной сетки по осям X, Y, Z .

$C_m = 0,0864$ (при задании вязкости в сантипуазах, давления в мегапаскалях, проницаемости в миллидарси, длины в метрах). Аналогично определяются выражения для $A_{f,y}, T_y, A_{f,z}, T_z$ по осям Y, Z .

При преобразовании уравнений (1)—(2) в конечно-разностную форму получают выражения, характеризующие интенсивность конвективных фазовых перетоков флюида. Они оказывают существенное влияние на технологические показатели разработки в трещиноватых пластах-коллекторах; при этом перенос флюида в трещину представлен как источник:

$$\begin{aligned}
 V_{O_{i,j,k}} &= \sum_r (A_o \gamma_o h)_r - \sum_v (A_o \gamma_o h)_v; \\
 V_{W_{i,j,k}} &= \sum_r [A_w (\gamma_w h + P_{cow})]_r - \sum_v [A_w (\gamma_w h + P_{cow})]_v; \\
 V_{G_{i,j,k}} &= \sum_r [A_g (\gamma_g h - P_{cog}) + R_{so} A_g \gamma_o h + \\
 &+ R_{sw} A_g (\gamma_w h + P_{cow})]_r - \sum_v [A_g (\gamma_g h - P_{cog}) + R_{so} A_g \gamma_o h + \\
 &+ R_{sw} A_g (\gamma_w h + P_{cow})]_v; \quad (6) \\
 r &= \{(i-1, j, k); (i, j-1, k); (i, j, k-1)\}; \quad v = \{(i+1, j, k); \\
 &(i, j+1, k); (i, j, k+1)\}.
 \end{aligned}$$

Нефтенасыщенность получают из решения уравнений, записанных в конечных разностях (индексы i, j, k опущены):

$$S_o^t = \{S_o^{t-1} V_p^{t-1} / B_o^{t-1} + [D_o + (V_o - Q_o)] \Delta t\} B_o^t / V_p^t,$$

где $Do_{i,j,k} = Ao_{i-1,j,k} (P_{i-1,j,k} - P_{i,j,k}) + Ao_{i+1,j,k} (P_{i+1,j,k} - P_{i,j,k}) + Ao_{i,j-1,k} (P_{i,j-1,k} - P_{i,j,k}) + Ao_{i,j+1,k} (P_{i,j+1,k} - P_{i,j,k}) + Ao_{i,j,k-1} (P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k}) + Ao_{i,j,k+1} (P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k})$. (7)

Уравнения для определения водонасыщенности имеют аналогичный вид.

Если максимальное изменение давления $\{P_n\}_t$ или насыщенности $\{S_o, S_w\}_t$ превышает предельно-допустимое значение, то уменьшают временной шаг Δt .

Расчеты прекращают, если закончен проектный период; превышено заданное число итераций; отключены все добывающие скважины; достигнут минимум пластового давления.

Для получения достоверного решения по модели необходимо выполнить проверку итерационных процедур, обеспечивающих соответствующий анализ производительности скважин в зависимости от параметров разработки пласта, т. е. осуществить согласование параметров пласт—ГС [2].

Параметры, являющиеся выходными для модели пласта и входными для модели ГС: дебит нефти, жидкости, свободного и растворенного газа (для добывающих скважин), закачка воды, газа (для нагнетательных) и давление по расчетным участкам скважин (интервалам перфорации).

Расчет покомпонентного дебита (расхода) скважин осуществляют в зависимости от режима эксплуатации. При заданном общем дебите жидкости его распределяют по вскрытым блокам скважины пропорционально перепаду давления, коэффициенту продуктивности и подвижности соответствующей фазы. Давление в НКТ на уровне вскрытых блоков скважины P_{ci} уточняют по найденному дебиту из уравнения притока флюида в скважине.

При заданном давлении P_{ci} дебит (расход) по пластам определяют по уравнению притока в скважине. Расчет распределения давления газожидкостной смеси по стволу скважин, определение забойного и устьевого давлений осуществляют по уравнению (4).

Далее выполняют проверку согласования фактических (заданных) P'_{ci} и расчетных P_{ci} давлений по интервалам перфорации горизонтальных скважин. Если не достигнута требуемая точность $\epsilon, [P_{ci} - P'_{ci}] < \epsilon$, то расчеты повторяют; при этом расчетные зна-

чения на j -м шаге принимаются в качестве исходных для $(j+1)$ -го шага.

Комплексная модель пласт—ГС была использована для расчета участка месторождения с низкопроницаемым коллектором (около 0,01 мкм²) и толщиной продуктивного пласта в пределах 3 м, в связи с чем для его разработки применяли ГС. Глубина залегания пласта — 1100 м; длина горизонтального участка скважины — 400 м; скважина вскрывает 5 расчетных блоков. Расчеты показали, что одна горизонтальная скважина дает большую добычу, чем несколько вертикальных.

Таблица 1
Согласование параметров пласт—ГС для режима заданного дебита жидкости

Шаг итерации	Номер блока	Дебит, м ³ /сут			Давление в НКТ, МПа
		нефти	воды	газа-1000	
1	1	12,388	2,621	0,355	25,267
	2	19,438	4,113	0,557	25,267
	3	30,500	6,446	0,875	25,323
	4	59,282	12,529	1,701	25,323
	5	73,012	15,429	2,095	25,379
Погрешность, %		4,059	4,063	4,313	0,075
2	1	12,910	2,732	0,371	25,248
	2	19,828	4,195	0,569	25,252
	3	32,494	6,867	0,932	25,304
	4	57,767	12,208	1,658	25,316
	5	71,619	15,134	2,055	25,371
Погрешность, %		0,124	0,147	0,270	0,004
3	1	12,894	2,728	0,370	25,249
	2	19,799	4,189	0,568	25,253
	3	32,435	6,855	0,930	25,305
	4	57,758	12,208	1,657	25,317
	5	71,732	15,158	2,058	25,372

Таблица 2
Согласование параметров пласт—ГС для режима заданного забойного давления

Шаг итерации	Номер блока	Дебит, м ³ /сут			Давление в НКТ, МПа
		нефти	воды	газа-1000	
1	1	10,316	2,177	0,296	24,914
	2	17,193	3,628	0,493	24,915
	3	35,521	7,495	1,019	24,957
	4	71,042	14,989	2,038	24,957
	5	113,659	23,980	3,262	25,000
Погрешность, %		8,163	8,143	8,075	0,209
2	1	11,233	2,370	0,322	24,862
	2	18,483	3,900	0,530	24,867
	3	37,132	7,834	1,065	24,922
	4	71,479	15,081	2,051	24,938
	5	109,406	23,082	3,139	25,000
Погрешность, %		0,143	0,154	0,189	0,004
3	1	11,217	2,367	0,322	24,863
	2	18,457	3,894	0,529	24,868
	3	37,088	7,825	1,064	24,923
	4	71,447	15,074	2,050	24,939
	5	109,524	23,107	3,143	25,000

В начальный период разработки горизонтальная скважина эксплуатировалась в режиме фонтанирования и заданного дебита жидкости (согласование параметров пласт—ГС дано в табл. 1). На 5-м году эксплуатации скважина была переведена на механизируемую добычу при забойном давлении 25 МПа. В табл. 2 представлено согласование параметров пласт—ГС для этого режима.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колонтай М.В., Путохин В.С. Управление горизонтальными скважинами при моделировании разработки нефтегазовых месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 2001. — № 2.
2. Solesa M., Cveticanin S. Molex — the Oil Reservoir Characteristics Depent Well Performance and Computer Conference held on Houston. — TX, USA, 1995. Society of Petroleum Engineers, — SPE 30186.