

ОЦЕНКА ТОЧНОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ ФЛЮИДА В ТРЕЩИНОВАТО-ПОРИСТОМ КОЛЛЕКТОРЕ

В.С. Путохин
(ВНИИнефть)

При проектировании разработки месторождений с трещиновато-пористыми коллекторами необходимо учитывать, что диапазоны изменения проницаемости и пористости в них достаточно широки при значительно низких абсолютных их величинах. Для учета трещиноватости пластов разностная сетка формируется таким образом, что она представляет собой систему слабопроницаемых блоков, прорезанных проводящими каналами (трещинами); при этом для компьютерного моделирования используется неравномерная разностная сетка большой размерности, и каждый сеточный блок имеет свои характеристики: значения пористости, проницаемости и т. д. Поэтому при учете всех необходимых факторов гидродинамическая задача фильтрации флюидов в пластах с такими коллекторами характеризуется большой параметрической размерностью. Вследствие методических сложностей математические модели разработки трещиновато-пористых коллекторов связаны с различными упрощениями: используются двумерные модели, не учитывается капиллярность и т. д. Ограничением при использовании по возможности точного описания процесса фильтрации является выбор оптимального соотношения между желательным полным описанием процесса и точностью получаемых результатов. Проблема оценки точности и адекватности используемых приближенных моделей для трещиновато-пористого коллектора пока не решена в должной мере, поэтому в статье дается оценка точности таких моделей в зависимости от полноты описания.

В компьютерной модели фильтрации в трещиновато-пористом коллекторе продольный перенос флюида в проводящих каналах (трещинах) осуществляется только конвективным путем, а в сеточных блоках конечно-разностной аппроксимации дифференциальных уравнений фильтрации – диффузионным. Течение жидкости в таком пласте и фильтрация флюидов осуществляются за счет следующих факторов: диффузии, гидродинамических сил под действием разности (перепада) давлений; гравитации, силы тяжести; капиллярных сил (капиллярная пропитка или дренаж); конвективных фазовых перетоков флюида в трещинах.

Представлена математическая модель фильтрации флюидов в трещиновато-пористом коллекторе, учитывающая диффузию, гравитацию, капиллярность и конвективные фазовые перетоки в трещинах; дана оценка влияния этих факторов на точность моделирования процесса фильтрации для месторождений с такими коллекторами.

The mathematical model of fluid filtration in fractured porous collector, accounting diffusion, gravitation, capillarity and convective phase flows in fractures is submitted; the estimation of these factors influence on accuracy of filtration process modeling for deposits with such collectors is given.

Диффузия (гидродинамические силы) обеспечивает течение флюида в макромасштабе продуктивного пласта. В сужениях пор гидродинамические градиенты давления меньше капиллярных сил, особенно в гидрофобном коллекторе, поэтому для этих условий необходимо учитывать эффект капиллярных сил.

В связи с тем что трещиновато-пористые коллекторы характерны для нефтяных месторождений, использовалась двухфазная модель фильтрации. Уравнения фильтрации с учетом названных выше факторов в векторной форме имеют следующий вид:

$$\nabla[K_o K_v / (\mu_o B_o) (\nabla P_o - \rho_o g \nabla H)] = \partial (m S_o / B_o) / \partial t + Q_o;$$

$$\nabla[K_w K_v / (\mu_w B_w) (\nabla P_w - \rho_w g \nabla H)] = \partial (m S_w / B_w) / \partial t + Q_w; \quad (1)$$

$$S_o + S_w = 1, \quad (o - \text{нефть}; w - \text{вода})$$

- где K_v – абсолютная проницаемость пористой среды;
 g – ускорение свободного падения, определяющее гравитационные силы;
 K_o, K_w – относительная проницаемость для воды, нефти;
 μ_o, μ_w – динамическая вязкость флюида;
 B_o, B_w – объемный коэффициент соответствующей фазы;
 ρ_o, ρ_w – плотность соответствующей фазы;
 H – глубина относительно поверхности, отсчет осуществляется вниз по вертикали;
 Q_o, Q_w – расход источников и стоков, моделирующих скважины и конвективные фазовые перетоки флюида;
 S_o, S_w – нефте-, водонасыщенность пласта;
 P_o, P_w – давление в нефтяной и водной фазах;
 m – пористость пласта;
 t – время.

При конечно-разностной аппроксимации уравнений фильтрации проводимость для нефтяной фазы между расчетными блоками (i, j, k) и $(i + 1, j, k)$ по направлению координатной оси X определяется из выражения

$$A_{o,x_{i,j,k}} = 4T_{x_{i,j,k}} K_o / [(\mu_{o_{i,j,k}} + \mu_{o_{i+1,j,k}})(B_{o_{i,j,k}} + B_{o_{i+1,j,k}})]; \quad (2)$$

$$T_{x_{i-1/2,j,k}} = 2C_m (K_x \Delta y \Delta z)_{i-1,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i,j,k} / [\Delta x_{i-1,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i,j,k} + \Delta x_{i,j,k} (K_x \Delta y \Delta z)_{i-1,j,k}];$$

$$i = 2, 3, \dots, N_x; \quad j = 1, 2, \dots, N_y; \quad k = 1, 2, \dots, N_z$$

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

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

C_m — масштабный коэффициент (0,0864).

Аналогично определяются проводимости для водной фазы между расчетными блоками по координатным осям Y и Z .

Действие капиллярных сил учитывается через капиллярное давление. Капиллярное давление P_c на разделе фаз нефть-вода соответствует перепаду давлений в фазах. Давления для нефтяной и водной фаз с учетом гравитации и капиллярных сил определяются из выражений:

$$P_{o_{i,j,k}} = (P_{i,j,k} - P_r) - \rho_o H_v;$$

$$P_{w_{i,j,k}} = (P_{i,j,k} - P_r) + \rho_w H_v + (P_{c_{i,j,k}} - P_{c_r}); \quad (3)$$

$$H_v = g (H_{i,j,k} - H_r) / 2,$$

$$r = \{(i+1, j, k), (i-1, j, k)\},$$

где $H_{i,j,k}$ — глубина (i, j, k) -го расчетного блока.

Для учета конвективных перетоков в пластах с трещиновато-пористыми коллекторами в основное уравнение фильтрации вводятся выражения, характеризующие интенсивность конвективных фазовых перетоков флюида в трещинах (каналах). Они определяются из уравнения материального баланса флюида, перетекающего между слабопроницаемыми блоками и трещинами вследствие различий их проницаемости. Поскольку проницаемость в трещинах намного больше, то перенос флюида в трещину представлен как источник:

$$V_{o_{i,j,k}} = \sum_r F_{o_r} - \sum_v F_{o_v};$$

$$F_{o_{i,j,k}} = (A_o \gamma_o H)_{i,j,k}; \quad Q_o = q_o - V_o;$$

$$V_{w_{i,j,k}} = \sum_r F_{w_r} - \sum_v F_{w_v}; \quad F_{w_{i,j,k}} = [A_w (\gamma_w H + P_c)]_{i,j,k};$$

$$Q_w = q_w - V_w; \quad (4)$$

$$r = \{(i-1, j, k); (i, j-1, k); (i, j, k-1)\};$$

$$v = \{(i+1, j, k); (i, j+1, k); (i, j, k+1)\},$$

где V_o, V_w — конвективные перетоки нефти, воды;

q_o, q_w — дебит добывающих (расход нагнетательных) скважин.

Определение нефтенасыщенности осуществляется по явной схеме расчета уравнения фильтрации нефти. Для этого уравнение преобразуется к виду, записанному в конечных разностях:

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

$$Vp^t = Vp^{t-1} [1 + Z_s (P^t - P^{t-1})]; \quad (5)$$

$$D_o = F_o^{(x-1)} (P_{i-1,j,k} - P_{i,j,k}) + F_o^{(x+1)} (P_{i+1,j,k} - P_{i,j,k}) + F_o^{(y-1)} (P_{i,j-1,k} - P_{i,j,k}) + F_o^{(y+1)} (P_{i,j+1,k} - P_{i,j,k}) + F_o^{(z-1)} (P_{i,j,k-1} - P_{i,j,k}) + F_o^{(z+1)} (P_{i,j,k+1} - P_{i,j,k})$$

[индексы (i, j, k) у переменных (кроме давления P) опущены],

где Z_s — сжимаемость породы.

При заданном забойном давлении скважин дебит нефти, жидкости, закачку воды рассчитывали по общепринятому в нефтяной практике уравнению притока флюида: перепада давления между пластом и скважиной, коэффициента продуктивности (приемистости) скважин и подвижности фаз.

В качестве объекта исследования взят участок месторождения, имеющий форму квадрата, по углам которого расположены добывающие скважины (Д1-Д4) с забойным давлением 15 МПа и в центре нагнетательная скважина, давление на забое которой 20 МПа. Добывающие скважины отключались при достижении обводненности 95 %. Пласт имеет наклон в сторону скважины Д3. Проницаемость в блоках — 0,03 мкм², в каналах — на порядок больше.

При компьютерном моделировании гидродинамической задачи область фильтрации была представлена разностной сеткой, содержащей 21 × 21 × 10 блоков по осям X, Y и Z , соответственно. Длина и ширина пласта составляли 1050 м, высота — 10 м; минимальная глубина залегания пласта — 1500 м, максимальная — 1540 м.

Относительные фазовые проницаемости для нефти и воды, а также капиллярные давления нефть-вода задавались в табличном виде в зависимости от насыщенности (табл.1). Вязкость нефти и воды и соответствующие объемные коэффициенты также задавались в табличном виде в зависимости от пластового давления. Плотность нефти и воды равна соответственно 0,91 и 1,1 т/м³. Расчет проводили для следующих начальных условий: пластовое давление 18 МПа, нефтенасыщенность 0,7, водонасыщенность 0,3.

Для того чтобы оценить влияние различных факторов на точность решения гидродинамической задачи, вводили изменения в уравнения математических моделей фильтрации. Уравнения модели составляли

без учета гравитации (вариант 2) и капиллярности (вариант 3). Для 4-го варианта модели в уравнениях не учитываются фазовые перетоки в трещинах. Результаты расчетов сравнивали с базовым (1-м) вариантом, в котором используется модель с учетом указанных выше факторов. Рассматривали также вариант (5), в котором проницаемость по пласту принимали одинаковой и равной среднему значению проницаемости блоков и трещин.

Относительную погрешность результатов моделирования определяли по формуле

$$\varepsilon_i = [(X_1 - X_i) / X_1] \cdot 100 \%,$$

где X_1 — значения технологических показателей базового варианта;

X_i — расчетные значения для вариантов (2–5).

Таблица 1

Насыщенность	Относительные фазовые проницаемости		Капиллярные давления нефть–вода, МПа
	нефти	воды	
0,2	0,000	0,000	0,0000
0,225	0,004	0,000	0,0538
0,3	0,052	0,017	0,0435
0,4	0,139	0,055	0,0331
0,5	0,250	0,116	0,0250
0,6	0,380	0,203	0,0184
0,7	0,524	0,318	0,0129
0,8	0,679	0,466	0,0081
0,9	0,839	0,651	0,0038
1,0	1,000	0,875	0,0000

В табл. 2 представлено повариантное изменение добычи нефти и жидкости, закачки воды, относительной погрешности вычисления этих параметров, а также коэффициента нефтеотдачи и срока разработки объекта. Рассчитывали также добычу нефти, определяемую «диффузионной» моделью, т. е. моделью, в которой учитывается только движение флюида под действием градиента давления. Добыча нефти соста-

вила 611,4 тыс. т, т. е. основной дебит нефти обеспечивается за счет диффузии, и этот фактор оказывает наибольшее влияние на результаты расчетов.

Таблица 2

Значения технологических показателей по вариантам расчета

Параметры	Вариант				
	1	2	3	4	5
Добыча нефти, тыс. т	619,64	608,24	631,58	653,15	684,76
Погрешность, %	—	1,84	1,89	5,13	9,51
Добыча жидкости, тыс. м ³	1355,31	1325,63	1383,39	1429,80	1488,86
Погрешность, %	—	2,19	2,03	5,21	8,97
Закачка воды, тыс. м ³	1157,48	1130,16	1182,79	1216,35	1290,68
Погрешность, %	—	2,36	2,14	4,84	10,32
Коэффициент нефтеотдачи	62,78	61,62	63,99	66,17	69,38
Срок разработки, год	42	38	37	37	37

В случае если в модели не учитываются гравитация и капиллярность, то это вызывает примерно одинаковую погрешность определения технологических показателей – порядка 2 % (варианты 2, 3); если не учитываются конвективные фазовые перетоки (вариант 4), то погрешность получается вдвое больше. Вариант с одинаковой проницаемостью (5) наиболее сильно отличается от базового, что подтверждает необходимость задавать для трещиновато-пористых коллекторов значения проницаемости в каждом расчетном блоке. Следует отметить, что для случая однородного по проницаемости пласта факторы, рассмотренные в вариантах (2–4), влияют на результаты расчета незначительно.

Таким образом, при моделировании трещиновато-пористых коллекторов наибольшее влияние на точность определения технологических показателей оказывают конвективные фазовые перетоки в трещинах, и их игнорирование приводит к недопустимо большой погрешности (более 5 %) расчета проектных показателей разработки месторождений.