

ментах ВНИГНИ и ВНИИгеофизики [1, 3]. Получаемые с применением этого способа и приводимые в паспортах оценки всегда положительно оценивают качество объектов, что не подтверждается более чем в 50 % случаев. Это с очевидностью свидетельствует о необходимости совершенствования как самого аналитического способа, так и повышения требований к его реализации;

в паспортах приводится лишь минимум материалов, обосновывающих надежность подготовки структур. Между тем в типовом паспорте предусмотрен и ряд других приложений, которые представляют несомненный интерес в плане обоснования глубокого бурения;

в отдельных случаях отмечается отсутствие необходимых данных (паспортов качества структур, сведений об используемых при подсчете запасов месторождениях-аналогах и др.);

приводя в паспортах итоговые оценки качества подготовленных объектов, их авторы опускают элементы обоснования многих использованных исходных характеристик. Последние же определяют значения самих оценок, и неправильное их задание создает неверное представление о том, насколько надежны подготовленные к бурению структуры;

при подготовке паспортов слабо используется комплексирование геофизических методов, не применяются приемы внутриметодного комплексирования данных сейсморазведки. В результате снижается эффективность подготовки структур. Так, параметры

(атрибуты) сейсмической записи как объективные резервуарные характеристики при подготовке структур и подсчете запасов игнорируются и точность соответствующих оценок уменьшается.

По данным авторов, отмеченные особенности подготовки паспортов структур и замечания к качеству их подготовки справедливы не только для территории Саратовского Поволжья, но и для других регионов России. Учитывая большую практическую значимость проблемы повышения кондиционности подготовленных к глубокому бурению структур, необходимо с учетом новейших технологических разработок регламентировать состав и требования к производству геолого-разведочных работ на нефтегазоперспективных объектах, а также содержание готовящихся на них паспортов. Необходимо также ужесточить контроль за выполнением требований, предъявляемых к содержанию и форме представления материалов, обосновывающих кондиционность структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). — М.: ВНИИгеофизика, 1984.
2. Кунин Н.Я. Подготовка структур к глубокому бурению для поисков залежей нефти и газа. — М.: Недра, 1986.
3. Методические указания по анализу фонда структур и уточнению оценки их нефтегазоносности. — М.: ВНИГНИ, 1983.

УДК 622.276.038: 532.5

РЕШЕНИЕ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНЫХ УРАВНЕНИЙ ТРЕХМЕРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ НЕФТИ, ВОДЫ, ГАЗА ПРЕДОБУСЛОВЛЕННЫМ МЕТОДОМ СОПРЯЖЕННЫХ ГРАДИЕНТОВ

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

Решение на компьютере дифференциальных уравнений фильтрации нефтегазоводяной смеси в продуктивном пласте связано с их дискретизацией, т. е. приведением к конечно-разностной форме, и последующим преобразованием в систему линейных алгебраических уравнений (СЛУ). Для решения СЛУ применяют стандартные итерационные методы (последовательную верхнюю релаксацию и т. п.), так как они просты в программной реализации и не требуют большого объема оперативной памяти компьютера. Однако недостатком этих методов является уменьшение скорости сходимости итераций с увеличением размеров разностной сетки фильтрационной задачи (часто итерационный процесс вообще не сходится), при этом резко возрастает время счета на компьютере по гидродинамической модели фильтрации.

Предложен вычислительный алгоритм решения систем линейных уравнений, получаемых при дискретизации дифференциальных уравнений трехмерной фильтрации нефти, воды, газа, на основе метода сопряженных градиентов с предобуславливанием; применение метода на порядок уменьшает компьютерное время счета задачи фильтрации по сравнению со стандартными итерационными методами, что позволяет моделировать реальные нефтегазовые месторождения.

It is a suggested the computational algorithm of solving sets of linear equations, arising from discretized differential equations of three-dimensional filtration of oil, water, gas, on a basis of the preconditioned conjugate gradient method. If to use this method, computer time of solution filtration problem is smaller than standard iterative methods, made it possible to simulate real oil-gas fields.

В статье представлена компьютерная реализация модификации метода сопряженных градиентов для решения СЛУ, которая заключается в соответствующем преобусловливании исходной матрицы. На конкретном примере показана его эффективность для решения задачи трехмерной фильтрации флюидов в нефтегазовом пласте.

При конечно-разностной аппроксимации трехмерной трехфазной задачи фильтрации формируется СЛУ вида $A \cdot x = b$, при этом вектор $[x]$ представляет собой рассчитываемое в разностных блоках давление, правая часть уравнений — вектор свободных членов $[b]$, $[A]$ — семидиагональная несимметричная матрица.

$$[A] \cdot [x] = L_z x_{ijk-1} + L_y x_{ij-1k} + L_x x_{i-1jk} + D x_{ijk} + U_x x_{i+1jk} + U_y x_{ij+1k} + U_z x_{ijk+1}, \quad (1)$$

$i = 1, 2, \dots, nx; \quad j = 1, 2, \dots, ny; \quad k = 1, 2, \dots, nz$

(у коэффициентов СЛУ опущены i, j, k — индексы), где nx, ny, nz — число блоков разностной сетки по координатным осям X, Y, Z .

Коэффициенты полученной системы линейных уравнений (СЛУ) определяются для всех граней расчетного (i, j, k) -блока: $[L_x, U_x]$ — левая-правая грани (по оси X), $[L_y, U_y]$ — задняя-передняя грани (по оси Y), $[L_z, U_z]$ — нижняя-верхняя грани (по оси Z). Расчетный блок (i, j, k) связан с блоками $\{(i-1, j, k); (i+1, j, k)\}$ по оси X ; с блоками $\{(i, j-1, k); (i, j+1, k)\}$ по оси Y ; с блоками $\{(i, j, k-1); (i, j, k+1)\}$ по оси Z . Эти взаимосвязи определяют расход потока флюида через боковые грани (i, j, k) -го расчетного блока.

$$L(U)_{i,j,k} = (B_{or} + B_{gr} \cdot R_{sor}) \lambda_{or} + (B_{wr} + B_{gr} \cdot R_{swr}) \lambda_{wr} + B_{gr} \cdot \lambda_{gr}, \quad (2)$$

где o — нефть, w — вода, g — газ;

$\lambda_o, \lambda_w, \lambda_g$ — проводимость для нефти, воды, газа;

B_o, B_w, B_g — объемный коэффициент нефти, воды, газа;

R_{so}, R_{sw} — коэффициент растворимости газа в нефти, воде.

При расчете коэффициентов (диагоналей) СЛУ в порядке $(L_z, L_y, L_x, U_x, U_y, U_z)_{i,j,k}$ r -индексы выбираются последовательно из совокупности:

$$r = [(i, j, k-1); (i, j-1, k); (i-1, j, k); (i+1, j, k); (i, j+1, k); (i, j, k+1)].$$

Главная диагональ СЛУ $[D]$ определяется следующим образом:

$$D_{i,j,k} = (L_z + L_y + L_x + U_x + U_y + U_z - D_c + V_p Z_p / \Delta t)_{i,j,k}; \quad (3)$$

$$D_c = [\gamma_o(B_o - B_g R_{so}) / B_o + \gamma_w(B_w - B_g R_{sw}) / B_w + \gamma_g] \cdot K_c, \quad (4)$$

где $\gamma_o, \gamma_w, \gamma_g$ — подвижность соответствующей фазы;

K_c — продуктивность (приемистость) скважины;

Z_p — сжимаемость породы;

V_p — объемная пористость блока;

Δt — расчетный шаг по времени.

При этом выражение (4) вычисляется для расчетных блоков, вскрытых скважинами.

Вектор свободных членов $[b]$ СЛУ представляет собой изменение объема флюида в (i, j, k) -м расчетном блоке за интервал времени Δt :

$$b_{i,j,k} = [(B_o - B_g R_{so}) q_o + (B_w - B_g R_{sw}) q_w + B_g q_g - D_c P_c]_{i,j,k} / \Delta t,$$

где q_o, q_w, q_g — дебит добывающих (расход нагнетательных) скважин;

P_c — забойное давление скважины.

Известны различные модификации метода сопряженных градиентов. В основу разработанного алгоритма положен метод, представленный в книге Голуб Д. Х., Ван Лоун Ч. Ф. "Матричные вычисления" (Пер. с англ. — М.: Мир, 1999. — 472 с.).

Сущность метода заключается в преобразовании системы линейных уравнений $A \cdot x = b$ к виду $C \cdot p = r$ и в расчете суммарной невязки $[r]$ баланса по всем уравнениям исходной системы с последующей ее минимизацией в направлении, которое выбирается в процессе решения из соотношения сопряжения градиентов, вследствие чего достигается высокая скорость сходимости. Преобразование должно быть таким, чтобы $[C]$ являлась хорошо обусловленной матрицей, т. е. линейная система должна легко и быстро решаться; в результате время решения фильтрационной задачи сокращается. Результирующий вектор $[x]$ определяется из решения преобусловленной матрицы.

Матрица-преобусловливатель $[C]$ определяется исходной решаемой задачей. В работе формирование этой матрицы выполнено для конкретной задачи — фильтрационной задачи для нефти, воды, газа в трехмерной области фильтрации.

Алгоритм формирования преобусловливающей матрицы имеет иерархическую трехуровневую структуру.

На первом иерархическом уровне формируется блочно-трехдиагональная матрица из выражения

$$C = (M - L_z) M^{-1} (M - U_z),$$

где M — блочно-трехдиагональная матрица, определяемая на втором уровне:

$$M_k = (N_k - L_{y_k}) N_k^{-1} (N_k - U_{y_k}).$$

При этом N_k представляет собой трехдиагональную матрицу:

$$N_{jk} = (V_{jk} - L_{x_{jk}}) V_{jk}^{-1} (V_{jk} - U_{x_{jk}}).$$

Этот третий уровень определяет рекурсивные вычисления, выполняемые над вектором:

$$V_{ijk} = D_{ijk} - L_{x_{jk}} U_{x_{i-1,jk}} / V_{i-1,jk} - \Sigma(L_{y_{jk}} N_{j-1k}^{-1} U_{y_{jk}})_i - \Sigma(L_{z_k} M_{k-1}^{-1} U_{z_k})_{ij},$$

$$i = 1, 2, \dots, nx; \quad j = 1, 2, \dots, ny; \quad k = 1, 2, \dots, nz,$$

где $\Sigma(\dots)$ — диагональная матрица, i -й элемент которой равен сумме элементов i -го столбца соответствующей матрицы.

Особенностью предлагаемого метода является то, что матрицы $[C]$, $[M]$, $[N]$ и обратные им не вычисляются.

ются в явном виде. Элементы этих матриц определяются в процессе решения СЛУ, поэтому нет необходимости выделять оперативную память компьютера для хранения этих матриц. Для этого до начала итераций вычисляется вектор $[I]^{-1}$.

Решение линейной системы уравнений $C \cdot p = r$ сводится к последовательности вычислений, соответствующих трем иерархическим уровням. Расчет задачи одномерной фильтрации флюида в направлении координатной оси X определяет третий (нижний) иерархический уровень. Вычисления, соответствующие фильтрационной задаче на плоскости $X \cdot Y$, представляют второй (внутренний) уровень. Вычисления, соединяющие плоскости в трехмерную модель фильтрации, определяют первый (верхний) уровень. При этом на каждом уровне решается трехдиагональная система уравнений на основе вычисленного LU -разложения посредством блочной прямой и обратной подстановки.

Предлагаемый вычислительный алгоритм метода сопряженных градиентов с предобуславливанием связан с нахождением двух ортогональных направлений на каждой итерации и имеет следующую последовательность этапов:

1. Задание начальных значений давления $[x]^0$. Вычисление начального значения невязки: $[r]^0 = [b] - [A] \cdot [x]^0$.

2. Расчет элементов матрицы-предобуславливателя $[C]$.

3. Счетчик числа итераций: $k = k + 1$. Если k — число итераций превышает допустимое значение, то осуществляется аварийное завершение задачи и выдается соответствующее сообщение.

4. Вычисление вспомогательного вектора $[p]^k$ из решения линейной системы уравнений: $C \cdot p = r$.

5. Определение итерационного множителя $\alpha_k = (A p_k \cdot r_k) / (A p_k \cdot A p_k)$.

6. Уточнение значения давления и невязки: $x_k = x_{k-1} + \alpha_k p_k$; $r_k = r_{k-1} + \alpha_k A p_k$.

Повторение пунктов 4—6 для следующего ортогонального направления, определение α_k .

7. Проверка сходимости итерационного процесса. Если $|r_k| < eps$ (eps — допустимая точность вычисления давления), то происходит окончание счета; в противном случае — решение продолжается.

8. Вычисление: $\beta_k = (A p_{k-1} \cdot \alpha_k) / (A p_{k-1} \cdot \alpha_k)$; $r_k = r_{k-1} + \beta_k (r_{k-1} - A p_{k-1} \cdot \alpha_k)$.

Переход на пункт 3.

Компьютерная программа, реализующая метод сопряженных градиентов с предобуславливанием для решения задачи трехмерной трехфазной фильтрации, составлена на алгоритмическом языке Fortran; был использован транслятор Visual Fortran 6.1.

Расчет проведен для нефтегазового месторождения, в котором вытеснение нефти из продуктивного пласта осуществлялось закачкой воды; проектный период разработки составлял 20 лет. Ниже представлены исходные данные для расчета технологических показателей разработки месторождения.

Длина продуктивного пласта составляла 5196,6 м, ширина — 4345,7 м, толщина — 10 м. Минимальная глубина залегания пласта 1500 м, максимальная — 1525 м; пласт имеет наклон по оси X .

Плотность в нормальных условиях, кг/м³: нефти — 857; воды — 1009,2; газа — 1,24.

Начальное пластовое давление принято равным 20,4 МПа.

Давление насыщения нефти газом 25,3 МПа.

Свойства нефтяной фазы при полном насыщении аппроксимировались линейными приближениями: коэффициент сжимаемости — 0,001412 1/МПа; приращение вязкости нефти — 0,0145 сП/МПа; коэффициент растворимости газа в нефти — 0,00105 1/МПа.

Точность расчета пластового давления 10^{-8} .

Максимально допустимое изменение давления на временном шаге — 0,1 МПа., насыщенности — 0,04.

Число добывающих скважин — 35; нагнетательных — 4. Для добывающих скважин задавали общий дебит флюида, для нагнетательных — закачку воды.

Максимальное значение газонефтяного фактора — 1000 м³/м³, максимально допустимая обводненность добывающих скважин — 0,95; при их достижении скважина отключается.

Начальный временной шаг — 0,3 сут.

Коэффициент уменьшения временного шага — 0,8; его увеличения — 1,25.

Капиллярное давление нефть — вода и газ — нефть задавали в табличном виде как функцию от насыщенности; аналогично задавали относительные фазовые проницаемости по нефти, воде и газу, при этом остаточная нефтенасыщенность равнялась 0,22, связанная насыщенность воды — 0,12, критическая газонасыщенность — 0,05. Для режима фильтрации ниже давления насыщения вязкость и объемный коэффициент для нефти, воды и газа, растворимость газа в нефти и воде задавали в табличном виде в зависимости от пластового давления.

Число интервалов разностной сетки для фильтрационной задачи составляло 100 по осям X и Y , 10 по оси Z , что соответствовало разбиению области фильтрации на $100 \times 100 \times 10 = 100$ тыс. расчетных блоков. Перфорации скважин моделировались источниками (стоками), которые вскрывают целое число разностных блоков.

На каждом временном шаге осуществляли контроль за соблюдением материального баланса по нефти, воде, газу. Для этого добычу нефти и газа, добычу (закачку) воды суммировали с оставшимися их запасами и сравнивали с запасами на предыдущем шаге. При дисбалансе одной из фаз формируется матрица коэффициентов $[A]$ для уменьшенного временного шага и расчет СЛУ повторяется. При превышении предельно допустимого изменения давления или насыщенностей на временном шаге он уменьшается и вычисления повторяются (формирование матрицы $[A]$, расчет СЛУ); если каждое из этих изменений незначительное, то происходит увеличение временного шага.

От общего времени расчета на компьютере технологических показателей разработки месторождения более 80 % времени расходовалось на решение СЛУ, что подтверждает актуальность решения проблемы сокращения времени расчета СЛУ на компьютере.

Для оценки эффективности предлагаемого алгоритма сравнивали два метода расчета: в 1-м методе решение СЛУ осуществляли по компьютерной программе, реализующей разработанный алгоритм, во 2-м методе расчет выполняли по программе, использующей стандартный итерационный метод верхней релаксации. Время решения СЛУ на компьютере для 1-го метода на порядок меньше, чем для 2-го. Преимущество 1-го метода заключается также в меньшей зависимости времени счета от размеров разностной сетки: оно линейно зависит от ее размеров, в то время как для 2-го метода эта зависимость имеет степенной вид. Поскольку 1-й метод обладает хорошей сходимостью, время счета для него мало зависит от начального давления; для 2-го метода эта зависимость значительно больше; например, при изменении на-

чального давления с 20,4 на 10 МПа время счета увеличивалось в 1,5 раза.

Расчет одного варианта разработки рассматриваемого месторождения на компьютере Pentium III (частота процессора 500 МГц) с применением предлагаемого метода занимал рабочий день, что позволило осуществить многовариантные расчеты в процессе моделирования и закончить проект разработки месторождения в установленные сроки. Если бы использовался стандартный итерационный метод верхней релаксации, где время расчета на компьютере каждого варианта составляет неделю, то не удалось бы провести качественное моделирование процесса разработки этого месторождения.

Таким образом, использование метода сопряженных градиентов с предобуславливанием для решения СЛУ позволяет осуществлять детальное моделирование разработки реальных нефтегазовых месторождений — с большим числом расчетных блоков и достаточно мелкой разностной сеткой для фильтрационной задачи.

УДК 622.24.05-5/3.23-4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ ИСКУССТВЕННОГО ТЕПЛООВОГО ПОЛЯ

В. А. Чесноков, А. Н. Прытков

(Уфимский филиал ЮганскНИПИнефть, Арланское УГР, АО "Башнефтегеофизика")

Разработана и опробована аппаратура для исследования скважин методом искусственного теплового поля (ИТП), представляющая собой скважинный термометр с нагревателем. Принципиальное отличие от ранее известных исследований методом ИТП состоит в том, что с помощью нагревателя искусственное тепловое поле в скважине формируется непосредственно в процессе регистрации термограммы. Это обеспечивает при постоянной скорости движения прибора равномерный прогрев по всей длине ствола скважины. В результате регистрируемая температура зависит только от температуры и теплофизических свойств исследуемых горных пород и насыщающих их флюидов. Приведены примеры результатов исследований и даны пояснения по определению характера насыщения пластов в открытом стволе скважины, остаточной нефтенасыщенности выработанных перфорированных пластов, характера насыщения неперфорированных пластов методом тепловых меток, характера насыщения пластов и профиля притока пластовой жидкости в горизонтальной скважине.

The authors have developed and tested an apparatus used for studying oil wells by means of artificial heat field (AHF) method. The apparatus consists of a down-hole thermometer and a heater. The main point in which the device differs from earlier ones using the AHF method is that with the application of the heater, AHF is generated in the well directly in the process of thermogram registering. This ensures uniformity of heating along the whole length of the wellbore under a constant speed of the apparatus movement. As a result, the registered temperature depends only upon temperature and thermo-chemical properties of the reservoir rocks in question and fluids saturating these rocks. The authors give examples of research results and explanations about reservoir saturation character determination in an open well-hole, residual oil saturation of exhausted perforated reservoirs, saturation character of imperforated reservoirs using heat marking technique, reservoir saturation character and reservoir fluid influx profile in a horizontal well.

Несмотря на то, что исследования скважин методом искусственного теплового поля (ИТП) известны давно [1], они пока не нашли широкого применения при сооружении и эксплуатации скважин для определения характера насыщения продуктивных пластов, так как формируемые, как правило, без активного участия исследователей искусственные тепловые поля обладают рядом недостатков, одним из которых является неравномерность прогрева скважины по глубине, что затрудняет определение теплофизиче-

ских свойств разреза горных пород и насыщающих их флюидов. С целью исключения указанного недостатка в НПФ "Геофизика" (г. Уфа) в 1998—1999 гг. была разработана и опробована аппаратура, представляющая собой скважинный термометр с нагревателем. Нагреватель (рис. 1) размещен в корпусе термометра на расстоянии L от датчика температуры. Принципиальное отличие от ранее известных исследований методом ИТП состоит в том, что с помощью нагревателя искусственное тепловое поле в скважине форми-