

ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ПРОЦЕССА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

А. В. Королев¹, В. А. Бахтин², Н. В. Поддерюгина²

¹ Научно-исследовательский институт системных исследований РАН, 117218, Москва

² Институт прикладной математики им. М. В. Келдыша РАН, 125047, Москва

УДК 681.3.06

Рассматривается модель многофазной многокомпонентной фильтрации с применением уравнений состояния. Предлагается численный метод решения неявный по давлению и явный по концентрациям компонентов (насыщенностям), позволяющий надежно рассчитывать процессы с образованием зон смешимости. Описывается опыт применения DVM-системы для создания параллельной версии программы для трехмерного моделирования многокомпонентной фильтрации при разработке месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: модель многокомпонентной фильтрации, вытеснение нефти газом, смешимость, автоматизация разработки параллельных программ, DVM-система.

Введение

Изучение процессов вытеснения нефти, протекающих при закачке в пласт двуокиси углерода, азота, газов высокого давления немыслимо без применения композиционных моделей фильтрации. Они часто используются при моделировании залежей, содержащих легкие углеводороды (конденсат и газ) в том случае, когда необходимо точнее описывать массообмен между фазами. Система дифференциальных уравнений в частных производных решается с применением численного метода неявного по давлению и явного по составу (мольной плотности). Расчет равновесных составов фаз выполняется с применением эффективного алгоритма, основанного на использовании метода с минимумом переменных [1], позволяющего надежно рассчитывать варианты вытеснения со смешимостью вытесняющего и вытесняемого агентов.

Данный подход к решению задач многокомпонентной многофазной изотермической фильтрации реализован в виде численной трехмерной модели и программы на языке Фортран-DVMH [2]. Оценка эффективности различных реализаций параллельной версии программы с использованием DVM-системы выполнялась на расчетах вариантов разработки нефтяной залежи системой добывающих и нагнетательных скважин при закачке в пласт «сухого» газа и «жирного» (обогащенного промежуточными фракциями) газа [3].

1 Многокомпонентная многофазная изотермическая фильтрация

Система уравнений изотермической фильтрации представляет собой комбинацию уравнений материального баланса и некоторых ограничений, связывающих основные переменные [3]:

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi (\xi_o S_o x_i + \xi_g S_g y_i)] + \operatorname{div} \left(\xi_o x_i \vec{W}_o + \xi_g y_i \vec{W}_g \right) - q_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad (1)$$

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (код проекта 16-29-15105).

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \xi_w S_w] + \operatorname{div} \left(\xi_w \vec{W}_w \right) - q_w = 0, \quad (2)$$

$$\vec{W}_\alpha = -k k_{r\alpha} \mu_\alpha^{-1} (\operatorname{grad} P_\alpha + \rho_\alpha g \operatorname{grad} D), \quad \alpha = o, g, w, \quad (3)$$

$$f_i^o - f_i^g = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad (4)$$

$$\sum_{i=1}^{N_c} x_i = 1, \quad \sum_{i=1}^{N_c} y_i = 1, \quad (5)$$

$$S_o + S_g + S_w = 1, \quad (6)$$

$$P_o - P_w = P_{cwo}, \quad P_g - P_o = P_{cog}, \quad P_g - P_w = P_{cwo} + P_{cog}. \quad (7)$$

Здесь N_c — общее число компонентов в нефтяной и газовой фазах, k и ϕ — соответственно абсолютная проницаемость и пористость пласта, t — время, P_α — давление в фазе α , S_α — насыщенность фазой α , x_i и y_i — мольная концентрация i -ого компонента соответственно в нефтяной и газовой фазе, ξ_α , μ_α , ρ_α — мольная плотность, динамическая вязкость, массовая плотность фазы α , P_{cwo} , P_{cog} — капиллярные давления в системе нефть-вода и в системе нефть-газ соответственно, $k_{r\alpha}$ — относительная проницаемость для фазы α , q_i , q_w — плотность источников и стоков для компонентов и воды, $D(x, y, z)$ — превышение точки пласта над некоторой горизонтальной плоскостью, g — ускорение силы тяжести, f_i^o и f_i^g — летучести компонентов в нефтяной и газовой фазах.

Исходная система (1)–(3) с учетом соотношений (7) преобразуется к виду:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi (\xi_o S_o x_i + \xi_g S_g y_i)] - \operatorname{div} [\xi_o x_i k k_{ro} \mu_o^{-1} (\operatorname{grad} P + \rho_o g \operatorname{grad} D) + \\ + \xi_g y_i k k_{rg} \mu_g^{-1} (\operatorname{grad} P - \operatorname{grad} P_{cgo} + \rho_g g \operatorname{grad} D)] - q_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \end{aligned} \quad (8)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} [\phi \xi_w S_w] - \operatorname{div} [\xi_w k k_{rw} \mu_w^{-1} (\operatorname{grad} P - \operatorname{grad} P_{cwo} + \rho_w g \operatorname{grad} D)] - q_w = 0. \quad (9)$$

Уравнения материального баланса компонентов для углеводородных фаз (8) могут быть представлены в виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi z_i (\xi_o S_o + \xi_g S_g)] - \operatorname{div} [\xi_o x_i k k_{ro} \mu_o^{-1} (\operatorname{grad} P + \rho_o g \operatorname{grad} D) + \\ + \xi_g y_i k k_{rg} \mu_g^{-1} (\operatorname{grad}(P - P_{cgo}) + \rho_g g \operatorname{grad} D)] - q_i = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c \end{aligned} \quad (10)$$

$$z_i = x_i L + y_i V, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad L = \frac{\xi_o S_o}{\xi_o S_o + \xi_g S_g}, \quad V = \frac{\xi_g S_g}{\xi_o S_o + \xi_g S_g}, \quad \sum_{i=1}^{N_c} z_i = 1, \quad (11)$$

где P — давление в нефтяной фазе, L и V — мольные доли жидкой и газовой фаз, а z_i — мольная концентрация i -го компонента в углеводородной системе.

Указанное представление удобно в случае применения вычислительной схемы IMPECS (неявное давление, явные концентрации компонентов и насыщенности). Уравнение для давления получают суммированием по уравнений (10) и сложением суммы с уравнением (9) для воды. Иногда уравнение (9) берется с весом θ :

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} [\phi (\xi_o S_o + \xi_g S_g + \theta \xi_w S_w)] - \operatorname{div} [\xi_o k k_{ro} \mu_o^{-1} (\operatorname{grad} P + \rho_o g \operatorname{grad} D) + \\ + \xi_g k k_{rg} \mu_g^{-1} (\operatorname{grad}(P - P_{cgo}) + \rho_g g \operatorname{grad} D) + \\ + \theta \xi_w k k_{rw} \mu_w^{-1} (\operatorname{grad}(P - P_{cwo}) + \rho_w g \operatorname{grad} D)] - q_o - q_g - \theta q_w = 0. \end{aligned} \quad (12)$$

Используется неявная разностная схема относительно давления на новом временном слое. Поскольку получающиеся уравнения нелинейны, применяется линеаризация по Ньютону; производными по мольным концентрациям при этом пренебрегаем.

Затем по явной схеме для уравнения (10) определяются мольные плотности компонентов, а следовательно, и их мольные доли z_i . Потом с помощью методов расчета фазовых равновесий углеводородная смесь при известных P, T, z_i расщепляется на нефтяную и газовую фазы и определяются x_i, y_i, L и V . С применением уравнений (2) и (11) последовательно определяются насыщенности S_w, S_o и S_g .

Система дифференциальных уравнений и ограничений, описывающих изотермическую композиционную модель фильтрации нефти, газа и воды, решается при заданных начальных и граничных условиях.

Применение аппарата уравнений состояния для многокомпонентной смеси позволяет получить внутренне согласованные равновесные составы и плотности фаз. Наиболее широко в нефтегазовой отрасли применяются уравнения состояния Пенга–Робинсона, Редлиха–Квонга, Соаве–Редлиха–Квонга. Эти уравнения при моделировании применяют в обобщенной форме с помощью уравнения Мартина:

$$Z^3 + E_2 Z^2 + E_1 Z + E_0 = 0. \quad (13)$$

$$\xi_\alpha = \frac{P}{Z_\alpha R T}, \quad \alpha = o, g. \quad (14)$$

$$f_i^o(P, T, x_1, x_2, \dots, x_{N_c}) - f_i^g(P, T, y_1, y_2, \dots, y_{N_c}) = 0, \quad i = 1, 2, \dots, N_c. \quad (15)$$

$$x_i = \frac{z_i}{1 + (K_i - 1)V}, \quad y_i = \frac{K_i z_i}{1 + (K_i - 1)V}, \quad K_i = \frac{y_i}{x_i}, \quad i = 1, 2, \dots, N_c. \quad (16)$$

$$g(V) = \sum_{i=1}^{N_c} (y_i - x_i) = \sum_{i=1}^{N_c} \frac{z_i (K_i - 1)}{1 + V(K_i - 1)} = 0. \quad (17)$$

Решение уравнений (15) относительно равновесных составов жидкости и газа можно реализовать следующим итерационным способом. Начальное приближение для констант равновесия K_i берётся с предыдущего шага по времени. Затем при известных z_i на новом временном слое решается уравнение (17) относительно мольной доли газа V . Мольные доли компонентов в жидкой и газовой фазах определяются по соотношениям (16). Если найденные значения не удовлетворяют уравнениям равновесия (15), то есть, если не выполняется с необходимой точностью условие:

$$\sum_{i=1}^{N_c} \left(\frac{f_i^o}{f_i^g} - 1 \right)^2 < \varepsilon, \quad (18)$$

то с использованием метода последовательной подстановки производится новая оценка констант равновесия:

$$K_i^{l+1} = K_i^l \frac{f_i^o}{f_i^g}, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad (19)$$

где l — номер итерации. Итерационный процесс продолжается с новым решением уравнения парожидкостного уравнения (17). И так далее, до достижения условия (18).

Возможны случаи, когда решение достигается при $V < 0$ или $V > 1$. Это означает, что пластовая углеводородная система находится в однофазном состоянии, жидком или газообразном, соответственно. Найденные мольные доли компонентов отвечают составам равновесных жидкости и газа, для которых выполняется условие материального баланса: $z_i = x_i L + y_i V, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad L = 1 - V$.

Бывают случаи, когда в процессе поиска решения системы уравнений равновесия, соответствующего двухфазному состоянию смеси ($0 < V < 1$), значение V на итерациях становится больше единицы или меньше нуля. Это, в частности, может происходить из-за грубости начального приближения коэффициентов распределения, входящих в уравнение (17). Часто такая ситуация возникает при расчете фазовых равновесий вблизи точек кипения или точек росы. Метод последовательной подстановки может использоваться в качестве метода, обеспечивающего попадание приближения в близкую окрестность решения. Далее эффективнее использовать итерационный метод Ньютона–Рафсона с минимумом переменных с более быстрой, квадратичной сходимостью [1, 3].

2 Примеры расчетов вытеснения нефти газом

Описанный выше подход к решению задач многокомпонентной многофазной изотермической фильтрации реализован в виде численной трехмерной модели и программы на языке Fortran-DVMH.

Для сравнительной оценки затрат времени выполнения различных фрагментов программы рассмотрены два варианта, соответствующие разработке нефтяной залежи системой добывающих и нагнетательных скважин (пятиточечная система с плотностью 50 га/скв) при закачке в пласт сухого и жирного газа.

В исходном состоянии пластовые флюиды представлены «связанной» водой (вода неподвижна, в фильтрации не участвует) и нефтью, которая описывается девятикомпонентной системой, представленной индивидуальными компонентами, начиная с метана (CH_4), этана (C_2H_6) и т.д., и кончая псевдокомпонентами, соответствующими наиболее тяжелым фракциям нефти (C_{15} , C_{20}). Составы нефти и газов (сухого и жирного) представлены в таблице 1. Варианты с закачкой газа различного состава соответствуют значительно отличающимся друг от друга процессам вытеснения нефти газом.

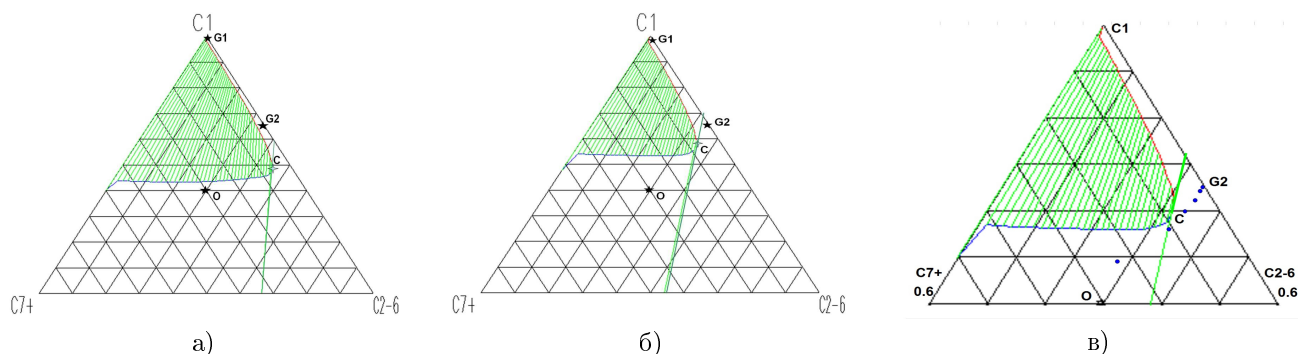
Таблица 1:

М.доля	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C10	C15	C20
O	0,4000	0,0800	0,0700	0,0450	0,0250	0,0750	0,1050	0,1000	0,1000
G1	0,9992	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001
G2	0,6500	0,1250	0,1100	0,0650	0,0345	0,0140	0,0005	0,0005	0,0005

Вариант с закачкой сухого газа характеризуется формированием в окрестности нагнетательных скважин двухфазной области совместного течения нефти и газа все более расширяющейся по мере увеличения объема закачанного газа. При этом газ в пласте будет значительно различаться по составу: он близок к составу закачиваемого газа вблизи нагнетательных скважин и в значительной степени обогащен промежуточными фракциями вблизи фронта вытеснения.

В случае закачки жирного газа происходит конденсация промежуточных компонентов в нефть, что создает возможность ее смесимости с газом, закачиваемым через нагнетательные скважины. То есть, формируются составы смеси, отвечающие однофазному, закритическому состоянию флюида. Вблизи к этой области жидкая и газовая фазы пластового флюида сближаются по составу и физическим свойствам (плотность, вязкость), снижается величина поверхностного натяжения между двумя фазами, меняется характер вытеснения нефти газом (меняется вид кривых относительных фазовых проницаемостей и капиллярного давления, снижается величина остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти газом).

Различный характер вытеснения нефти газами различного состава может быть проиллюстрирован с помощью треугольных диаграмм, на которых девятикомпонентные составы приближенно представлены трехкомпонентными, где интегрированы легкие (C_1), промежуточные ($\text{C}_2\text{--C}_6$) и тяжелые (C_7+) компоненты. На диаграммах для пластовой температуры $T = 98^\circ\text{C}$ представлены области двухфазного состояния пластовой системы для трех величин пластового давления: начального ($P = 244$ атм, рис. 1а) и двух других значений — $P = 375$ атм (рис. 1б) и $P = 385$ атм (рис. 1в), более близких к давлению нагнетания газа ($P = 400$ атм). На диаграммах нанесены также составы сухого (G1) и жирного (G2) газов, начальный состав пластовой нефти (O) и критические точки C. Линии, отделяющие области двухфазного и однофазного состояния флюидов, соответствуют точкам кипения и точкам росы при заданных температуре и давлении; они сходятся в критической точке C. Нанесены также отрезки прямых линий, соединяющие равновесные составы жидкой и газовой фазы (коноды). Проведены касательные прямые в критической точке, соответствующие предельным положениям конод при их приближении к критической точке.

Рис. 1: Фазовые диаграммы при $T = 98^\circ\text{C}$, $P = 244$ атм (а), 350 атм (б) и 385 атм (в).

Расчетные варианты для различных составов нагнетаемого газа характеризуются различным положением точек G1, G2 и O по отношению к касательной, разделяющей докритическую и закритическую области. Для сухого газа точки G1 и O лежат в докритической области по одну сторону от касательной во всем диапазоне пластовых давлений. Для жирного газа точки G2 и O при высоких давлениях лежат по разные стороны от касательной и для некоторых смесей нагнетаемого газа и пластовой нефти жидкая фаза, остающаяся за фронтом вытеснения может смешиваться с набегающим газом, оставаясь в однофазном (закритическом) состоянии.

В вычислительном плане различие в составах нагнетаемого газа приводит к разным логическим схемам: закачка сухого газа сопровождается образованием двухфазной области и в расчете фазовых равновесий составы фаз на прошлом временном слое являются хорошим начальным приближением для процедуры определения составов на новом временном слое; при закачке жирного газа возможно попадание составов в закритическую область. Эту ситуацию нужно идентифицировать, сохраняя при этом «хорошее» приближение для дальнейшего его использования при возможном возвращении в докритическую область (при соответствующем изменении состава смеси и/или давления).

Параметры залежи: толщина пласта — 10 м, абсолютная проницаемость — 10,4 мД, пористость — 0,09. Расстояние между нагнетательными и добывающими скважинами (при квадратной сетке разбуривания) — 707 м, шаг разностной сетки по X и Y — 100 м, шаги по Z — 1 м, 4*2 м, 1 м (рис. 2а). Начальное давление в пласте, а в дальнейшем и забойное давление на добывающих скважинах — 244 атм, давление на забое нагнетательных скважин — 400 атм. Начальная водонасыщенность в пласте соответствует неподвижной воде и составляет 10%.

На рис. 2б,в на элементах симметрии показаны распределения газонасыщенности и зон докритического (0) и закритического (1) состояния углеводородной системы на $t=6$ лет при закачке в пласт жирного газа.

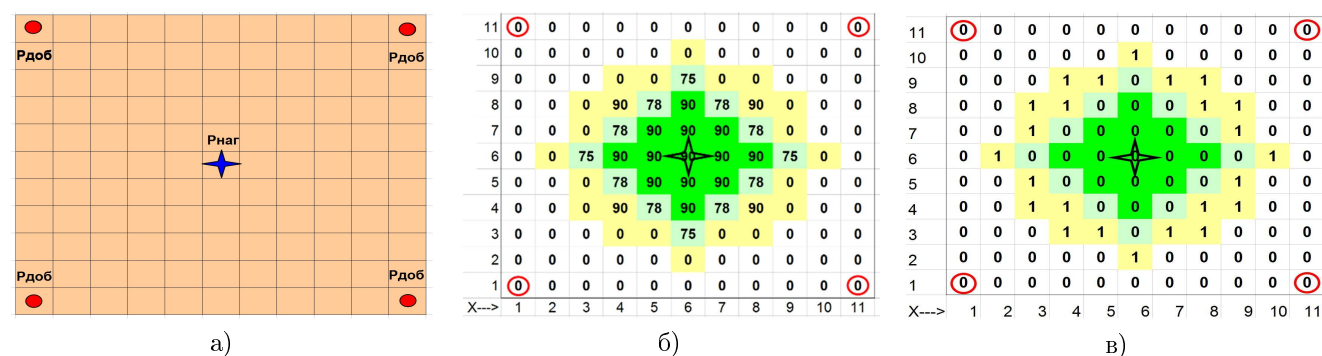


Рис. 2: Элемент симметрии 5-точечной системы разработки. Распределения газонасыщенности (%) и зон докритического (0) и закритического (1) состояния углеводородной системы на $t=6$ лет.

Динамика пластового давления и нефтенасыщенности отслеживается с помощью профилей, построенных по значениям в блоках сетки, взятых по диагонали от добывающей скважины к нагнетательной (рис. 3).

Изменение концентраций интегрированных компонентов C1, C2–C6 и C7+ показано на рис. 4. Траекторию, которую описывает состав смеси в процессе закачки жирного газа в блоках близких к нагнетательной скважине (блоки (5,5), (7,7), (5,7), (7,5)), можно проследить также на треугольной диаграмме рис. 1в). Она представлена последовательностью синих точек, идущих от состава начальной нефти (точка O) к составу нагнетаемого газа (точка G2).

3 Разработка параллельной версии программы

Распараллеливание программы в модели DVMH можно разделить на следующие этапы:

- Распределение данных (массивов) и вычислений (параллельных циклов).
- Определение и спецификация удаленных данных (данные, которые вычисляются на одном процессоре, а используются на других).
- Определение вычислительных регионов (последовательности операторов, циклов) для выполнения на ускорителях.

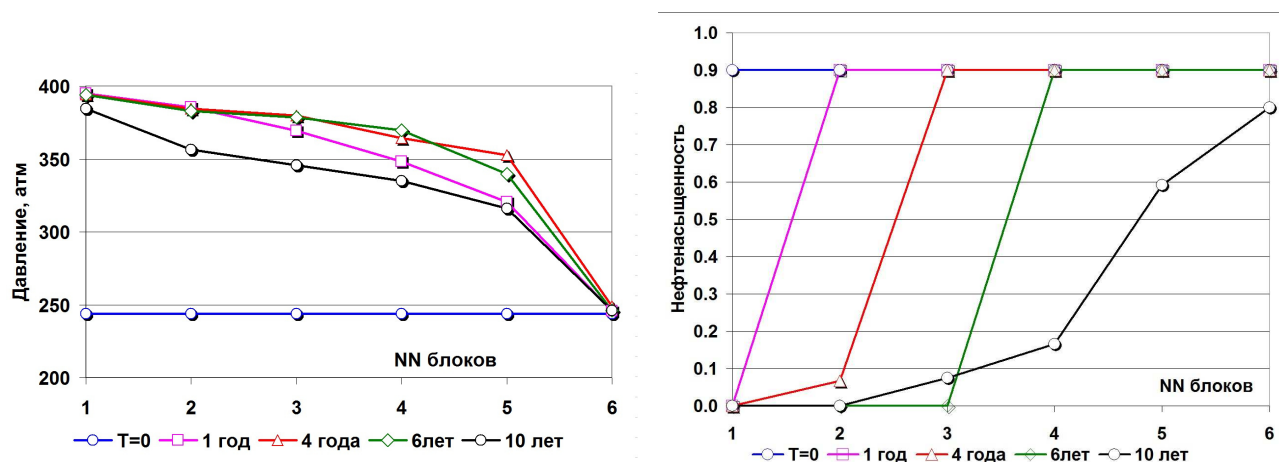


Рис. 3: Распределение давления и нефтенасыщенности в блоках сетки

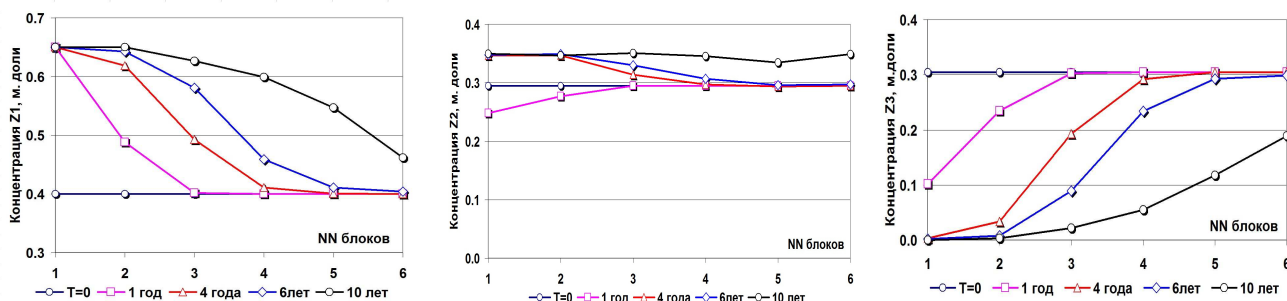


Рис. 4: Распределение концентраций в блоках сетки

г) Управление перемещением данных между памятью ЦПУ и памятью ускорителей.

Основная сложность разработки параллельной программы для кластера — необходимость принятия глобальных решений по распределению данных и вычислений с учетом свойств всей программы, а затем выполнения кропотливой работы по модификации программы и ее отладке. Большой объем программного кода, многомодульность, многофункциональность затрудняет принятие решений по согласованному распределению данных и вычислений.

Для решения данной проблемы использовался метод инкрементального, или частичного распараллеливания. Идея этого метода заключается в том, что распараллеливанию подвергается не вся программа целиком, а ее части (области распараллеливания) — в них заводятся дополнительные экземпляры требуемых данных, производится распределение этих данных и соответствующих вычислений. Данные области строятся на основе значений времени, полученных с помощью профилирования последовательной программы.

Для взаимодействия с теми частями программы, которые не подвергались распараллеливанию, используются операции копирования исходных (нераспределенных) данных в дополнительные (распределенные) данные и обратно. Конечно, операции копирования могут снизить или вообще ликвидировать эффект от распараллеливания. Кроме того, до полного распараллеливания (пока не все массивы программы будут распределены) программе будет требоваться память и для распределенных, и для нераспределенных массивов, что может ограничивать размер решаемой задачи.

К достоинствам инкрементального распараллеливания можно отнести:

- Возможность распараллелить не всю программу, а ее времяемкие фрагменты, упрощает работу программиста, так как существенно сокращается объем кода программы для анализа и распараллеливания.
- Отказ от распараллеливания сложных фрагментов программы позволяет с большей вероятностью найти хорошие решения для выделенных областей распараллеливания.

- в) Найденные решения могут быть использованы в качестве подсказки при распараллеливании других частей программы на следующих этапах.

Для более точной оценки затрат времени на выполнение отдельных блоков программы в расчетной модели элемент пятиточечной системы повторен многократно по направлениям X и Y; общий размер модели составляет $261 \times 261 \times 6 = 408\,726$ сеточных блоков, число добывающих скважин — 729, нагнетательных — 676. Скважины вступают в работу одновременно с соответствующими условиями управления. В заданных условиях решения обладают симметрией, что дает возможность контролировать правильность и точность расчетов при выборе метода решения СЛАУ и при задании параметров, определяющих точность расчета фазовых равновесий.

На рис. 5 показано время выполнения (в секундах) различных процедур программы для варианта расчета с закачкой жирного газа. Данные значения были получены на суперкомпьютере K-100 (ИПМ) с использованием анализатора производительности, который входит в состав DVM-системы. Если не учитывать процедуры, в которых выполняется ввод/вывод (REMAP и REMAPR), то основное время занимают процедуры COMPOZ, SXYN, SXYDEF, LSOR. Эти процедуры и были распараллелены на первом этапе.

На рис. 6 показано время выполнения (в секундах) частично распараллеленной программы на суперкомпьютере K-100 при использовании различного числа вычислительных узлов для варианта расчета с закачкой жирного газа.

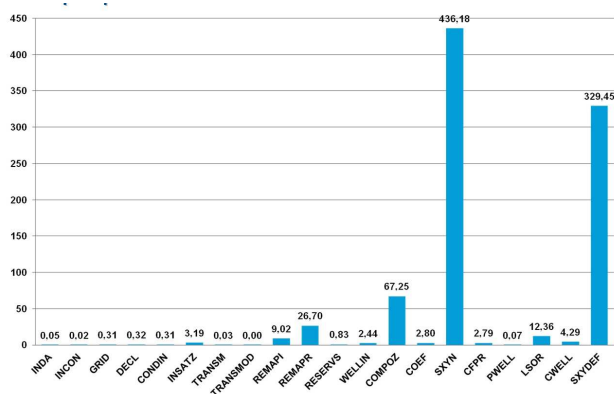


Рис. 5: Время выполнения различных процедур программы.

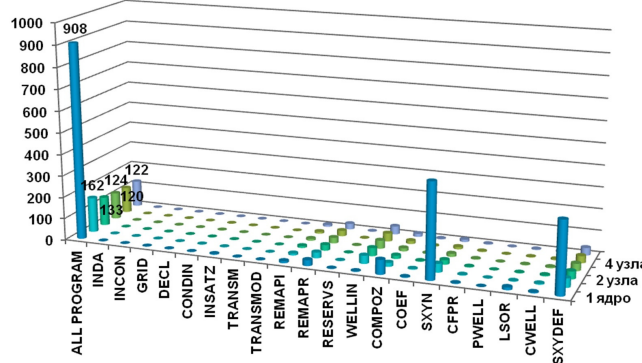


Рис. 6: Время выполнения частично распараллеленной программы на K-100.

При использовании 4-х вычислительных узлов K-100 программа ускоряется в 7,5 раз по сравнению с выполнением программы на одном ядре (время счета сокращается с 908 до 122 секунд). Дальнейшее увеличение числа используемых узлов приводит к замедлению программы. Основная причина — рост накладных расходов на копирование данных из распределенных массивов в исходные нераспределенные массивы, которое выполняется после завершения выполнения параллельной версии процедуры. Избавиться от операций копирования позволяет лишь полное распараллеливание программы. Найденные при распараллеливании основных процедур решения по распределению данных были использованы при распараллеливании других частей программы.

Полное распараллеливание программы позволяет запускать ее в различных режимах. Режим работы DVMH-программы, количество используемых нитей, графических процессоров задается при помощи переменных окружения и не требует перекомпиляции программы. На рис. 7 показано время выполнения 100 временных шагов для программы в режиме MPI/OpenMP на суперкомпьютерах MVS-10P (МСЦ), K-100 и Ломоносов (МГУ) при использовании от 1 до 8 вычислительных узлов для варианта расчета с закачкой жирного газа.

На каждом узле запускался 1 или 2 MPI-процесса, каждый из которых создавал 8 (для MVS-10P), 6 (для K-100) или 4 OpenMP-нити. Всего для расчетов использовалось до 128 ядер ЦПУ. При увеличении в 16 раз количества используемых ядер расчет ускоряется в 10–13 раз.

На рис. 8 показано время выполнения полного расчета программы на суперкомпьютере K-10 (ИПМ) при использовании графических ускорителей. Синим цветом отмечено время, полученное при использовании

только ядер ЦПУ, желтым – графических ускорителей, зеленым – при совместном использовании ядер ЦПУ и ускорителей.

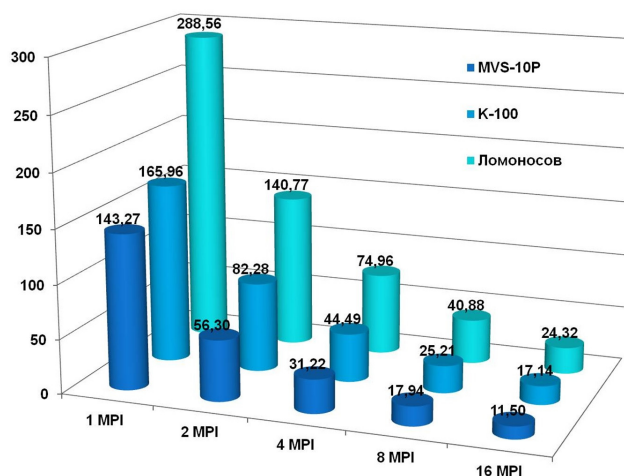


Рис. 7: Время выполнения 100 временных шагов для параллельной программы на разном числе узлов.

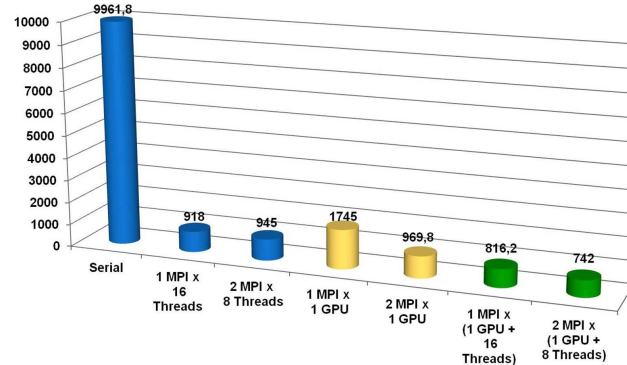


Рис. 8: Время выполнения программы в различных режимах на суперкомпьютере K-10.

Использование одного графического ускорителя позволяет ускорить выполнение программы в 4,6–5,7 раз по сравнению с выполнением на одном ядре. Но при этом программа выполняется медленнее чем, при использовании всех ядер ЦПУ узла. Основная причина — не удается сбалансировать нагрузку нитей (вычисления в различных точках сетки, вблизи которых находятся добывающие, нагнетательные скважины, существенно отличаются). Получить ускорение за счет использования графических ускорителей удастся за счет совмещения вычислений на ЦПУ и ГПУ. В таком режиме программа ускоряется с 11698 секунд до 845 секунд на K-100; с 9961,8 секунд до 742 секунд на K-10. Таким образом, при использовании всех вычислительных устройств одного узла ускорение выполнения программы составляет 13,84 раза для K-100 и 13,42 раза для K-10 по сравнению с выполнением программы на одном ядре.

Заключение

С использованием DVM-системы разработана параллельная программа для трехмерного моделирования многокомпонентной многофазной фильтрации при разработке месторождений нефти и газа. Проведены расчеты вариантов вытеснения нефти с помощью закачки в пласт сухого и жирного газа. Иллюстрируют результаты расчетов. Показана надежность и эффективность вычислительного алгоритма в расчетах процесса вытеснения нефти с образованием зон со смешимостью флюидов. DVMH-модель позволила создать эффективную параллельную программу для гетерогенных вычислительных кластеров, в узлах которых в качестве вычислительных устройств наряду с универсальными многоядерными процессорами могут использоваться ускорители (графические процессоры или сопроцессоры Intel Xeon Phi). При этом отображенные на узел вычисления могут автоматически распределяться между вычислительными устройствами узла с учетом их производительности.

Список литературы

- [1] Королев А.В. Моделирование фазовых равновесий многокомпонентных систем с использованием уравнений состояния. Сб. трудов ВНИИ №87, 1984, с. 78–87.
- [2] Бахтин В.А., Клинов М.С., Крюков В.А. и др. Расширение DVM-модели параллельного программирования для кластеров с гетерогенными узлами // Вестник Южно-Уральского университета, Серия «Математическое моделирование и программирование», Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2012, №18 (277), Выпуск 12, с. 82–92.

- [3] Бахтин В.А., Королёв А.В., Поддерюгина Н.В. Создание параллельной версии программы для моделирования многокомпонентной фильтрации при разработке месторождений нефти и газа с использованием DVM-системы. Доклад на XVI международной конференции «Супервычисления и математическое моделирование», 3–7 октября 2016 г. в г. Сарове, Тезисы докладов, с. 27–28.

*Александр Васильевич Королёв — к.т.н., ст. научн. сотр. Научно-исследовательского
института системных исследований РАН;
e-mail: Alexandre.Korolev@mail.ru;*

*Владимир Александрович Бахтин — к.ф.-м.н., зав. сектором Института
прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН;
e-mail: Bakhtin@Keldysh.ru;*

*Поддерюгина Наталья Викторовна — к.ф.-м.н., ст. научн. сотр. Института
прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН;
e-mail: Konov@Keldysh.ru.*

Дата поступления — 26 мая 2017 г.