

программы, а ставят запуск программ в очередь менеджера вычислительных ресурсов. Планировщик менеджера вычислительных ресурсов определяет доступные для запуска ресурсы на кластере и производит отложенный запуск задач. Пользователь может отслеживать статус своих задач на кластере и видеть распределение вычислительных ресурсов.

Работа пользователя с вычислительным кластером требует от него специфических навыков взаимодействия с удаленной системой, таких как:

- работа в режиме командной строки при постановке и мониторинге состояния задач в случае отсутствия интерфейса графической оболочки у менеджера ресурсов кластера;
- использование инструментов препроцессинга и постпроцессинга САЕ-систем на удаленном рабочем столе инструментального сервера;
- работа с файлами (файлы исходных данных, результатов расчета) на хранилищах данных вычислительных кластеров.

Одной из задач сотрудников ИТ служб, занимающихся сопровождением вычислительных кластеров, является обучение пользователей вышеперечисленным навыкам, которое обеспечивает не просто возможность работы с принципиально отличным от привычного им способа взаимодействия с прикладными системами на персональных компьютерах, но и дает им понимание особенностей такой работы, что позволяет максимально эффективно использовать все технические возможности и особенности конкретного оборудования используемых вычислительных кластеров.

В качестве вывода необходимо отметить, что на сегодняшний день обеспечение РТО проектов является комплексом задач, требующим от сотрудников ИТ служб, занимающихся сопровождением вычислительных кластеров, как глубоких знаний выбранной в качестве платформы операционной системы, так и квалификации в области проектирования и сопровождения сложной серверной инфраструктуры [3] и понимания специфики работы САЕ-систем.

Литература

1. Butcher M. Mastering OpenLDAP. Packt Publishing, 2007.
2. Massie M., Li B., Nicholes B., Vuksan V. Monitoring with Ganglia. O'Reilly Media, 2012.
3. Эви Н., Гарт С., Трент Х., Бэн У. Unix и Linux: руководство системного администратора. М.: ООО «И. Д. Вильямс», 2012.

СОЗДАНИЕ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ ВЕРСИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ DVM-СИСТЕМЫ

В. А. Бахтин, А. В. Королев¹, Н. В. Поддержюгина

Институт прикладной математики им. М. В. Келдыша РАН, г. Москва

¹Федеральный научный центр НИИ системных исследований РАН, г. Москва

Введение

DVM-система, созданная в ИПМ им. М. В. Келдыша РАН, предназначена для разработки параллельных программ научно-технических расчетов на языках C-DVMH и Fortran-DVMH. Эти языки используют единую модель параллельного программирования (DVMH-модель) и являются рас-

ширением стандартных языков Си и Фортран спецификациями параллелизма, оформленными в виде директив компилятору. DVMH-модель [1] позволяет создавать эффективные параллельные программы 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.

В статье описывается опыт успешного применения DVM-системы для создания параллельной версии программы моделирования многокомпонентной фильтрации при разработке месторождений нефти и газа.

1. Многокомпонентная многофазная изотермическая фильтрация

Композиционные модели фильтрации используются при подробном моделировании залежей, содержащих легкие углеводороды (конденсат и газ) в том случае, когда необходимо тщательно описывать массообмен между фазами, либо когда пластовые флюиды содержат ценные неуглеводородные компоненты. Эти модели также часто используются для изучения методов увеличения нефтеотдачи при закачке газов высокого давления, азота, углекислого газа и других агентов.

Система уравнений изотермической фильтрации представляет собой комбинацию уравнений материального баланса и некоторых ограничений, связывающих основные переменные [2]:

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

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

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

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

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

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

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

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 -го 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:

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

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

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

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

$$z_i = x_i L + y_i V, \quad i = 1, 2, \dots, N_c,$$

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

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 IMPES (неявное давление, явные концентрации компонентов и насыщенности). Уравнение для давления получают суммированием по i уравнений (10) и сложением суммы с уравнением (9) для воды. Иногда уравнение (9) берется с весом θ :

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

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 определяются z_i , а 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 и y_i .

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 «популярными» в нефтегазовой отрасли уравнениями состояния являются: уравнение Пенга–Робинсона, Редлиха–Квонга, Соаве–Редлиха–Квонга. Эти уравнения при моделировании применяют в обобщенной форме с помощью уравнения Мартина:

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

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

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

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

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

Решение уравнений (15) относительно равновесных составов жидкости и газа можно реализовать следующим итерационным способом. Начальное приближение для констант равновесия K_i берется 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:

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

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:

$$z_i = x_i L + y_i V, \quad i = 1, 2, \dots, N_c, \quad L = 1 - V. \quad (20)$$

Возможны случаи, когда решение исходной системы уравнений равновесия показывает, что смесь находится в двухфазном равновесии ($0 < V < 1$), но в процессе итераций значение V может становиться как больше единицы, так и меньше нуля. Это возможно, в частности, из-за неточных начальных приближений 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, где можно эффективно использовать ньютоновскую итерацию с более быстрой, квадратичной сходимостью. Опишем кратко применение этого метода для решения уравнений фазовых равновесий.

Система уравнений, описывающая материальный баланс и равновесие многокомпонентной системы имеет вид:

$$L + V = 1, \quad f_i^o = f_i^g, \quad z_i = x_i L + y_i V, \quad \sum_{i=1}^{N_c} z_i = 1, \quad \sum_{i=1}^{N_c} x_i = 1, \quad \sum_{i=1}^{N_c} y_i = 1. \quad (21)$$

При заданных z_i система (21) имеет $2N_c + 2$ неизвестных и $2N_c + 3$ уравнений (без учета соотношения $\sum_{i=1}^{N_c} z_i = 1$). В данной задаче избыточное количество уравнений, следовательно какое-то одно из них можно отбросить.

Для решения системы (21) можно использовать итерационный метод Ньютона–Рафсона с минимумом переменных [3, 4]. Метод имеет квадратичную сходимость в окрестности решения, но для его сходимости нужна гарантия попадания в достаточно малую окрестность. В этом методе используется тот факт, что часть соотношений системы имеет линейный вид. Все переменные де-

ляются на итерационные (независимые), которые корректируются в ходе итерационного процесса, и зависимые переменные, вычисляемые с помощью линейных соотношений.

Для решения задачи разложения смеси заданного состава на равновесные жидкую и паровую фазы в качестве независимых переменных выбираются V и y_i , $i=2, \dots, N_c$ (так называемый метод VY -итераций) для двухфазных систем с преобладанием жидкой фазы ($L > V$). Для двухфазных систем с преобладанием паровой фазы ($V > L$) рекомендуют в качестве независимых переменных выбирать L и x_i , $i=2, \dots, N_c$ (так называемый метод LX -итераций). Следует подчеркнуть, что этот метод хорошо сходится и вблизи критической точки.

Опишем подробнее данный метод в его применении к решению задачи разложения смеси заданного состава на равновесные жидкую и паровую фазы при фиксированных давлении и температуре. Пусть в качестве независимых (итерационных) выбраны переменные V и y_i , $i=2, \dots, N_c$. Остальные переменные можно выразить через итерационные:

$$y_1 = 1 - \sum_{i=2}^{N_c} y_i; \quad L = 1 - V; \quad x_i = (z_i - y_i V) / L, \quad i = 1, \dots, N_c. \quad (22)$$

Тогда относительно итерационных переменных получится система нелинейных уравнений:

$$\Phi_i(y_2, \dots, y_{N_c}, V) = \ln[f_i^o(x_1, \dots, x_{N_c})] - \ln[f_i^g(y_1, \dots, y_{N_c})] = 0, \quad i = 1, \dots, N_c. \quad (23)$$

Реализация метода Ньютона–Рафсона с минимумом переменных сводится к итерационной схеме:

$$\sum_{j=2}^{N_c} \left(\frac{\partial \Phi_i}{\partial y_j} \right)^k (y_j^{k+1} - y_j^k) + \left(\frac{\partial \Phi_i}{\partial V} \right)^k (V^{k+1} - V^k) = -\Phi_i^k, \quad i = 1, \dots, N_c. \quad (24)$$

Окончание итерационного процесса выполняется по степени близости к нулю невязки, рассчитанной по значениям переменных на очередной итерации:

$$|\Phi_i^k| \leq \varepsilon, \quad i = 1, \dots, N_c,$$

где ε – малое число.

Элементы матрицы Якоби с учетом ограничений (21) имеют вид:

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial y_j} = \sum_{k=1}^{N_c} \frac{\partial \ln(f_i^o)}{\partial x_k} \frac{\partial x_k}{\partial y_j} - \sum_{k=1}^{N_c} \frac{\partial \ln(f_i^g)}{\partial y_k} \frac{\partial y_k}{\partial y_j} = \frac{V}{L} \frac{\partial \ln(f_i^o)}{\partial x_1} - \frac{V}{L} \frac{\partial \ln(f_i^o)}{\partial x_j} + \frac{\partial \ln(f_i^g)}{\partial y_1} - \frac{\partial \ln(f_i^g)}{\partial y_j}, \quad i = 1, \dots, N_c, \quad j = 2, \dots, N_c; \quad (25)$$

$$\frac{\partial \Phi_i}{\partial V} = \sum_{k=1}^{N_c} \frac{\partial \ln(f_i^o)}{\partial x_k} \frac{\partial x_k}{\partial V} - \sum_{k=1}^{N_c} \frac{\partial \ln(f_i^g)}{\partial y_k} \frac{\partial y_k}{\partial V} = -\frac{1}{L} \sum_{k=1}^{N_c} \frac{\partial \ln(f_i^o)}{\partial x_k} (y_k - x_k), \quad i = 1, \dots, N_c. \quad (26)$$

2. Разработка параллельной версии программы

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

Распаралеливание 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);

в) определение вычислительных регионов (последовательности операторов, циклов) для выполнения на ускорителях;

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 времен, 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:

а) возможность распараллелить не всю программу, а ее времяемкие фрагменты, упрощает работу программиста, так как существенно сокращается объем кода программы для анализа и распараллеливания;

б) 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.

С целью 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 газа и газа, обогащенного промежуточными фракциями.

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 (C15, C20). Составы нефти и газов (сухого и жирного) представлены в таблице. Варианты с закачкой газа различного состава соответствуют значительно отличающимся друг от друга процессам вытеснения нефти газом.

М.доля	C1	C2	C3	C4	C5	C6	C10	C15	C20
О	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 пластовой нефти газами различного состава иллюстрируется с помощью треугольных диаграмм, на которых девятикомпонентные составы приближенно представлены трехкомпонентными, где интегрированы легкие (C1), промежуточные (C2 – C6) и тяжелые (C7+) компоненты. На диаграммах при заданной величине пластовой температуры ($T = 98 \text{ }^\circ\text{C}$) представлены исходная нефть и составы нагнетаемых газов при начальном пластовом давлении ($P = 244 \text{ атм}$, рис. 1), при давлении нагнетания газа ($P = 400 \text{ атм}$, рис. 3) и при промежуточном пластовом давлении ($P = 350 \text{ атм}$, рис. 2). На диаграммах нанесены критические точки C, составы сухого (G1) и жирного (G2) газов, начальный состав пластовой нефти (O). Нанесены линии, отделяющие область двухфазного и однофазного состояния флюидов. Эти линии соответствуют точкам кипения и точкам росы при данных температуре и давлении, они сходятся в критической точке. 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.

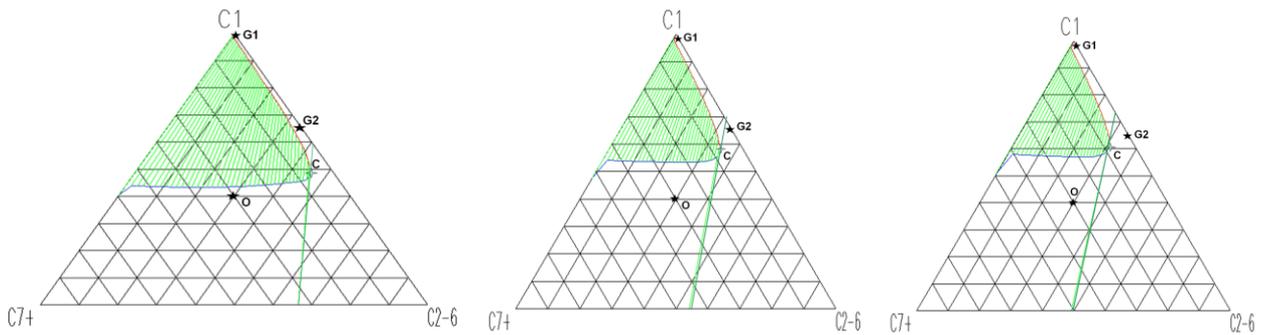


Рис. 1–3. Фазовые диаграммы при $T = 98 \text{ }^\circ\text{C}$, $P = 244 \text{ атм}$, 350 атм и 400 атм

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 образование закритических составов, которые нужно идентифицировать и для которых надо сохранять хорошее приближение для использования в дальнейшем 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. Начальное давление в пласте, а в дальнейшем и забойное давление на добывающих скважинах – 244 атм, давление на забое нагнетательных скважин – 400 атм.

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

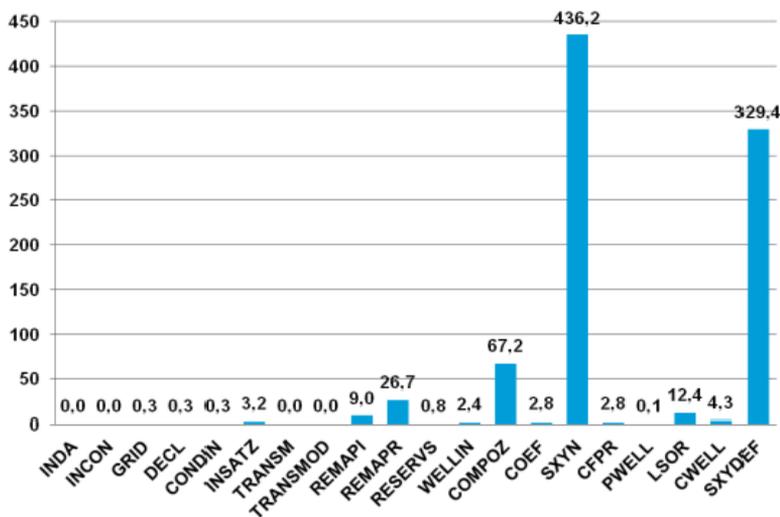


Рис. 4. Времена выполнения различных процедур программы

На рис. 5 показаны времена выполнения (в секундах) частично распараллеленной программы на суперкомпьютере К-100 при использовании различного числа вычислительных узлов для варианта расчета с закачкой жирного газа.

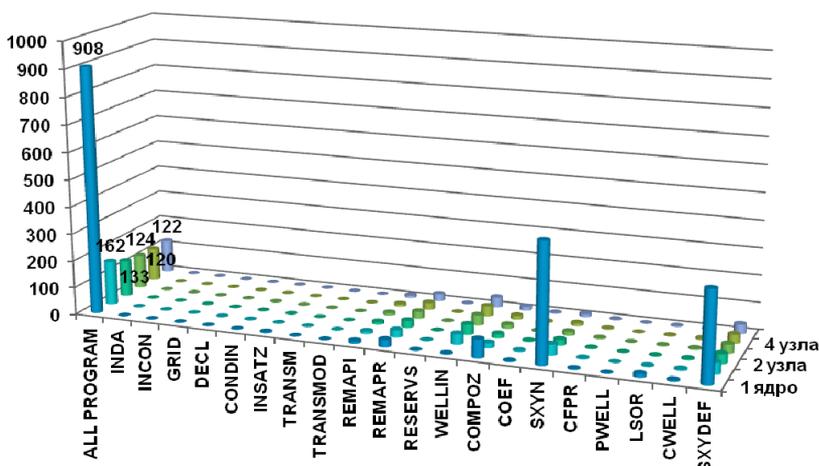


Рис. 5. Времена выполнения частично распараллеленной программы на К-100

При использовании 4-х вычислительных узлов К-100 программа ускоряется в 7,5 раз по сравнению с выполнением программы на одном ядре (время счета сокращается с 908 до 120 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 (рис. 6).

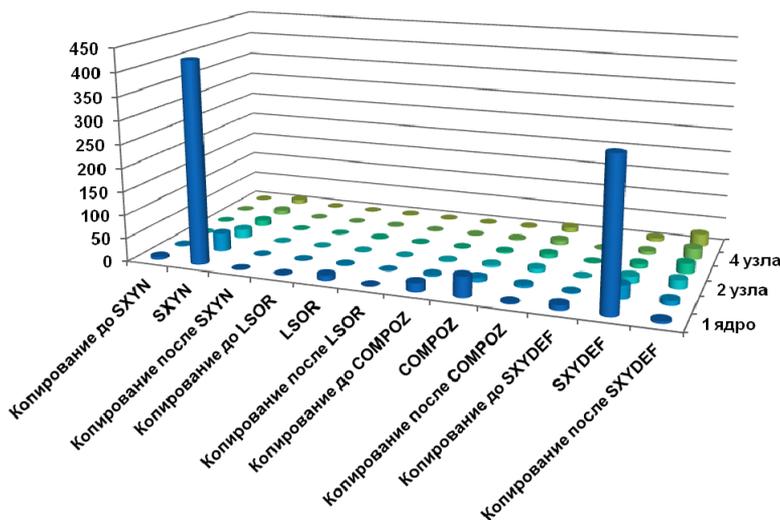


Рис. 6. Накладные расходы на копирование данных между исходными данными и их копиями

При увеличении числа используемых узлов, время выполнения операций копирования массивов по завершении выполнения процедур начинает существенно превышать время выполнения самой процедуры (например, процедура SXYDEF на 1 узле выполняется 29,35 секунд, время копирования составляет 12 секунд; на 4-х узлах – время счета составляет 7,57 секунд, а время копирования уже 24,64 секунды). Избавиться от операций копирования позволяет лишь полное распараллеливание программы.

Если распараллеливание основных процедур (2700 из 13844 строк) программы фактически не требовало изменения текста последовательной программы и было выполнено достаточно быстро, то полное распараллеливание потребовало серьезного изменения структуры программы: инлайн подстановки процедур (для фрагментов программы, выполняемых на ускорителях), преобразования операторов ввода/вывода (DVMH-модель накладывает ограничения на использование распределенных массивов в операторах ввода/вывода), перехода на динамические массивы (вместо их моделирования) и др. 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, 8 показаны времена выполнения 100 итераций программы в режиме MPI/OpenMP на суперкомпьютерах MVS-10P (МСЦ), К-100 и Ломоносов (МГУ) при использовании от 1 до 8 вычислительных узлов для вариантов расчета с закачкой сухого и жирного газа.

На каждом узле запускался 1 или 2 MPI-процесса, каждый из которых создавал 8 (для MVS-10P), 6 (для К-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. 9, 10 показаны времена выполнения полного расчета программы на суперкомпьютерах К-100 и К-10 (ИПМ) при использовании графических ускорителей. Синим цветом отмечены времена, полученные при использовании только ядер ЦПУ, желтым – графических ускорителей, зеленым – при совместном использовании ядер ЦПУ и ускорителей.

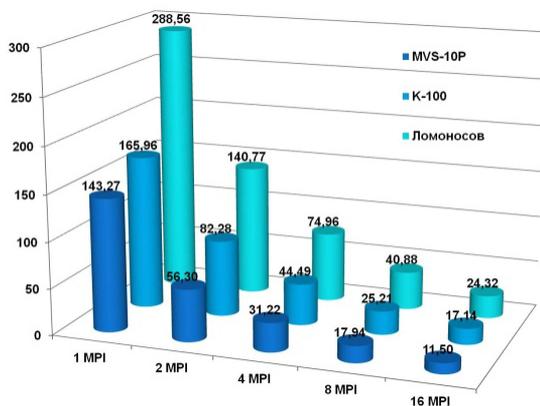
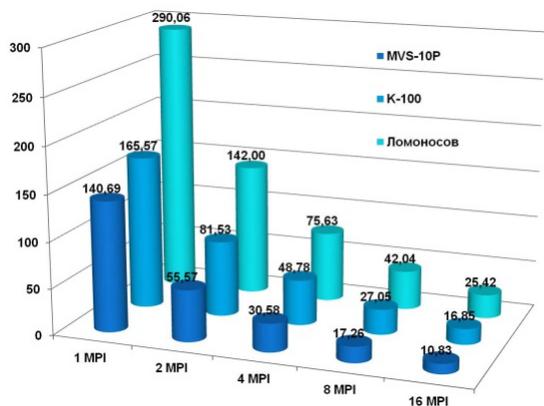


Рис. 7, 8. Времена выполнения 100 итераций параллельной программы на разном числе узлов для вариантов расчета с закачкой сухого и жирного газа

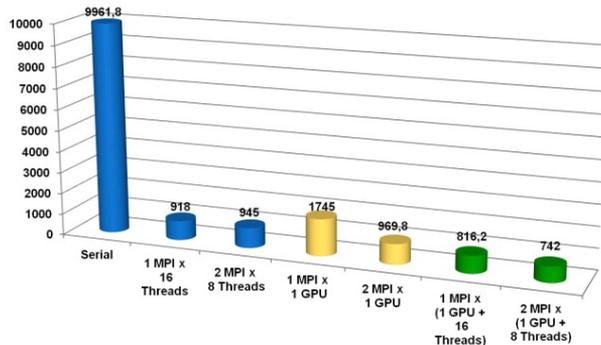
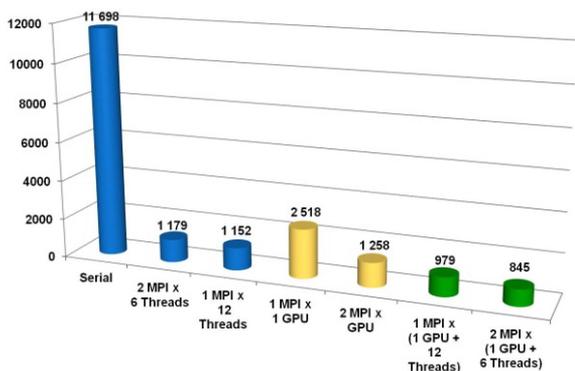


Рис. 9, 10. Времена выполнения программы в различных режимах на суперкомпьютерах K-100 и K-10

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 моделирования многокомпонентной фильтрации при разработке месторождений нефти и газа. Применение инструментальных средств – компилятора с языка Fortran-DVMH, отладчика и анализатора производительности, включенных в состав DVM-системы, существенно упростило и ускорило процесс разработки параллельной программы. Применение инкрементального подхода для распараллеливания данной программы позволило получить эффективную параллельную программу, данный опыт распараллеливания будет использован при разработке новой версии системы САПФОР [5].

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научных проектов № 14-01-00109 и 16-07-01067.

Литература

1. 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. Сер. Математическое моделирование и программирование. 2012, № 18 (277). Вып. 12. С. 82–92.
2. Kazemi H., Vestal C. R., Shank G. D. An Efficient Multicomponent Numerical Simulator // Soc. Pet. Eng. J. 1978. October. P. 355–368.
3. Fussell D. D., Yanosik J. L. An Iterative Sequence for Phase-Equilibria Calculations // Soc. Pet. Eng. J. 1978, June. P. 173–182.
4. Королев А. В. Моделирование фазовых равновесий многокомпонентных систем с использованием уравнений состояния // Сб. трудов ВНИИ. 1984, № 87. С. 78–87.
5. Бахтин В. А., Клинов М. С., Колганов А. С. и др. Автоматическое отображение Фортран-программ на кластеры с ускорителями. Научный сервис в сети Интернет // Труды Международной суперкомпьютерной конференции. Новороссийск, 22–27 сентября 2014. М.: Изд-во МГУ, 2014. С. 17–22.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУМЕРНЫХ МГД ПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛАГРАНЖЕВЫХ НЕСТРУКТУРИРОВАННЫХ СЕТОК НА ПРИМЕРЕ РАСЧЕТОВ ВЗРЫВНЫХ РАЗМЫКАТЕЛЕЙ ТОКА

Ю. В. Власов, П. В. Дудай, А. И. Панов, А. В. Самодолов, С. С. Соколов

Российский Федеральный Ядерный Центр –
Всероссийский НИИ Экспериментальной Физики, г. Саров

Для исследования работы различных экспериментальных нагрузок (лайнрные системы, камеры типа МАГО, «Плазменный фокус» и т. д.) необходимо формировать импульсы тока определенной формы и амплитуды. При использовании в качестве источника энергии спиральных взрывомагнитных генераторов (СВМГ) чаще всего формирование импульсов тока в нагрузке осуществляется взрывными размыкателями тока (ВРТ), использующими принцип разрыва проводника кумулятивными струями или на ребристой преграде с помощью заряда взрывчатого вещества (ВВ) [1, 2].

Численное моделирование процесса коммутации тока взрывными размыкателями требует расчета растяжения проводника под действием продуктов детонации, а также электровзрыва растянутых участков фольги. Кроме того, необходимо рассчитывать изменение токов в ветвях схемы коммутации. Особенности геометрии взрывных размыкателей требуют использования программ для двумерного магнитогиродинамического (МГД) моделирования.

Для моделирования процесса коммутации тока СВМГ взрывным размыкателем использовалась двумерная МГД методика ТИМ [3, 4]. В этой методике имеется возможность расчета процесса детонации как заряда ВВ системы инициирования, так и разрывного заряда размыкателя. Можно также рассчитать конфигурацию проводника и распределение его параметров по пространству к моменту начала коммутации тока, исходя либо из расчета по схеме коммутации при известных зависимостях индуктивности и сопротивления генератора от времени, либо из известной зависимости тока генератора от времени.

Анализ конструкций кумулятивных размыкателей и размыкателей на ребристой преграде показывает, что все они представляют периодическую структуру, состоящую из повторных элементов. Они отличаются друг от друга лишь способом разрушения проводника. Поэтому, исходя из периодической структуры конструкции ВРТ, в качестве расчетной области используется один полупериод этой структуры.