

© 2012 г. А. И. ЕРМОЛАЕВ, д. т. н., проф.
А. М. КУВИЧКО, к. т. н.
(Российский государственный университет нефти и газа
имени И. М. Губкина)

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ ВЫЧИСЛЕНИЯ В ЗАДАЧАХ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Объектом исследования являются математические аспекты проблемы размещения скважин. Проблемы формулируются в виде задач дискретного программирования. Их оптимальные решения служат исходной информацией для формирования вариантов разработки залежей нефти и газа. Разработано программное обеспечение, основанное распараллеливание предложенных алгоритмов с помощью технологии MPI. Предлагаемые алгоритмы целесообразно использовать для формирования удовлетворительных первоначальных вариантов разработки залежей нефти и газа со сложным геологическим строением.

PARALLEL COMPUTATIONS IN PROBLEMS OF WELL PLACEMENT ON OIL AND GAS FIELDS / A. I. Ermolaev, A. M. Kuvichko (Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Leninsky pr-t 65, Moscow, 119991, Russia) This paper studies mathematical aspects of well placement problem. Problem is formulated in terms of integer programming. The optimal solution of that problem then is used as an input data for oil and gas field development strategy planning. The software based on parallelization of described algorithms was designed using MPI. It is reasonable to use the approach studied in the paper to design a set of appropriate initial cases for the fields with complex geology conditions.

1. Введение

В современных программных комплексах по моделированию процессов разработки залежей углеводородов реализовано два подхода к автоматизированному проектированию схем размещения скважин. Первый подход характеризуется тем, что решение задачи сводят к выбору наилучшей схемы из заранее заданных «вариантов-шаблонов», отличающихся расстояниями между скважинами. Очевидно, что такая трактовка рационального размещения скважин не является всеобъемлющей. Например, при существенной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади и разрезу, а также при сложной геометрической форме продуктивной площади приходится использовать неравномерные (нерегулярные) сетки, в большей степени учитывающие неоднородность пласта и его геометрию. Второй подход основан на включении фильтрационных моделей в процедуры оптимизации и требует многократного обращения к

симулятору, осуществляющему гидродинамические расчеты. Это существенно ограничивает его возможности при проектировании разработки реальных объектов добычи нефти и газа даже при использовании суперкомпьютеров.

Разработанные модели и алгоритмы формирования схем размещения скважин в значительной мере позволяют обойти указанные затруднения. Это достигается за счет определения решений, оптимальных по критериям, не требующим ни заранее заданного перечня вариантов, ни многократного обращения к симуляторам. Конечно, нельзя утверждать, что решения, сформированные с помощью предлагаемых критериев, будут отвечать максимальным значениям коэффициентов извлечения нефти или газа. Можно лишь говорить о получении рациональных решений с точки зрения степени извлечения углеводородных ресурсов.

Кроме этого, в качестве «борьбы» с большой размерностью задач предлагается использование модификаций известных алгоритмов оптимизации, основанных на распараллеливании вычислительных процессов.

Под рациональным размещением скважин понимается их расстановка, при которой выполняются эвристические правила, принятые в практике разработки залежей углеводородов. Например, рациональное размещение заданного числа добывающих скважин должно

а) обеспечить как можно меньшее расстояние от забоя скважины до любой точки продуктивного пласта и примерное равенство областей дренирования скважин, что направлено на увеличение охвата пласта заданным количеством скважин;

б) обеспечить максимально возможное приближение скважин к блокам, имеющим большие значения продуктивности.

Приведенный набор правил можно дополнить или изменить.

По сути, критерий оптимальности задачи равносителен минимизации суммарного штрафа за «невыполнение» указанных правил.

Решая задачи для различного количества скважин, и, рассчитывая для сформированных вариантов технико-экономические показатели разработки, можно определить не только рациональное размещение, но и наиболее целесообразное количество скважин и кустовых площадок.

В настоящей работе исследована возможность сведения поставленных задач к классической транспортной задаче по критерию стоимости и, соответственно, применения известных алгоритмов для её решения. Выполнена модификация этих алгоритмов, позволяющая осуществить эффективное распараллеливание вычислительных процессов, что значительно сокращает время на поиск оптимального решения.

2. Математическая формулировка задачи

Задача оптимального размещения скважин ставится следующим образом [1]. Необходимо расставить s добывающих скважин. Пусть c_{ij} – штраф за удаленность скважины, стоящей в i -м блоке, от j -го блока, $i, j = 1, 2, \dots, n$, $n \geq s$ (способы оценки исходных параметров c_{ij} приведены ниже). Пусть (n/s) – целое число. Вводятся исходные булевы переменные – x_{ij} : $x_{ij} = 1$, если j -й блок включается в область влияния скважины, находящейся в i -м блоке, и $x_{ij} = 0$ в ином случае. Под «областью влияния» понимается некоторый аналог области питания (дренирования) скважины. Предполагается, что в эту область попадают участки пласта, наиболее близкие к скважине, и именно из этих участков скважина обеспечивается притоком пластовых флюидов. Из

определения искомым переменных следует: если $x_{ii} = 1$, то в i -й блок содержит забой скважины, если же $x_{ii} = 0$, то i -й блок не содержит забой скважины.

С учетом сделанных предположений и введенных обозначений решение задачи сводится к определению x_{ij} , которые удовлетворяют следующим требованиям [1]:

$$(1) \quad \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n c_{ij} x_{ij} \rightarrow \min_X,$$

$$(2) \quad \sum_{i=1}^n x_{ii} = s,$$

$$(3) \quad \sum_{i=1}^n x_{ij} = 1, j = \overline{1, n},$$

$$(4) \quad \sum_{j=1}^n x_{ij} = (n/s) x_{ii}, i = \overline{1, n},$$

$$(5) \quad x_{ij} \in \{0, 1\}, i = \overline{1, n}, j = \overline{1, n}.$$

В модели (1)-(5): критерий (1) представляет собой минимизацию суммарного штрафа за размещение скважин не во всех блоках (суммарные потери от удаленности скважин от некоторых участков пласта). Ограничение (2) является ограничением на число скважин. Ограничения (3) эквивалентны условию: любой блок может входить только в одну область влияния. Ограничения (4): область влияния каждой скважины содержит одинаковое количество блоков. Т.к. по условию (n/s) – целое число, то при выполнении ограничений (3), (4) будет выполняться и ограничение (2) [1].

Расчет коэффициентов целевой функции (1) в задаче размещения скважин основан на введении λ_j – интегрального показателя эффективности j -го блока с точки зрения размещения в этом блоке скважины. Пусть γ – оценка важности («вес») λ_j – интегрального показателя эффективности блока ($0 \leq \gamma \leq 1$), а $(1 - \gamma)$ – оценка важности («вес») R_{ij} – расстояния между центрами i -го и j -го блоков. Пусть $R_{max} = \max\{R_{ij}\}$. Введем r_{ij} – нормированное значение R_{ij} , т.е. $r_{ij} = R_{ij}/R_{max}$. Теперь c_{ij} – коэффициенты целевой функции (1) будут рассчитываться по формуле [1]:

$$C_{ij} = \begin{cases} \lambda_j^\gamma \cdot r_{ij}^{1-\gamma}, & i \neq j \\ 0, & i = j. \end{cases}$$

Расширяя перечень исходных данных и, соответственно, увеличивая объем предварительных вычислений можно повысить адекватность модели (1)-(5). Для этого каждый квадрат двумерной области, которой заменяется залежь, снабжается значением ξ – гидропроводности: $\xi = kh/\mu$, где k – проницаемость, h – нефтенасыщенная толщина, μ – вязкость флюида. Это значение гидропроводности можно получить с помощью

укрупнения ячеек гидродинамической модели залежи, которые покрываются квадратом. Для каждого квадрата вычисляется $\omega = 1/\xi$, т.е. ω характеризует фильтрационное сопротивление квадрата. После этого область заменяется графом. Вершинами в этом графе являются центры квадратов, а дугами – отрезки, соединяющие соседние вершины. Под соседними вершинами понимаются центры соседних квадратов. В свою очередь, под соседними квадратами понимаются квадраты, имеющие общую сторону или точку. Длина каждой дуги рассчитывается как средний коэффициент фильтрационного сопротивления двух соседних квадратов, в которых расположены вершины, соединенные рассматриваемой дугой. Например, рассматриваются два соседних квадрата: первый и второй. Фильтрационное сопротивление первого квадрата равняется ω_1 , а второго – ω_2 . Тогда длина дуги, соединяющей первую и вторую вершины, равняется $(\omega_1 + \omega_2)/2$.

Рассмотрим пару вершин, например, i и j . В этой паре i -я вершина является центром квадрата, в котором можно расположить скважину. Вершина j является центром квадрата, который может входить в область влияния этой скважины. Теперь между отмеченной парой вершин решается известная задача о кратчайшем пути [2, 3]. В качестве R_{ij} – расстояния между i -м и j -м блоками принимается суммарная длина дуг, составляющих кратчайший путь из i -й вершины в j -ю вершину, т.е. R_{ij} – минимальная суммарная длина дуг, соединяющих i -ю и j -ю вершины. Решая задачу для каждой пары $\{i, j\}$, можно сформировать матрицу коэффициентов целевой функции (1).

3. Алгоритмы решения

Подход к решению задачи (1)-(5) основан на её сведении к классической транспортной модели с правильным балансом по критерию стоимости (Т-задача) [2]. Такая возможность возникает, когда имеются основания заранее выделить (быть может, с помощью экспертов) несколько вариантов размещения скважин, среди которых с большой вероятностью содержится наиболее предпочтительный вариант их размещения. Т. е. при известных значениях x_{ii} , удовлетворяющих ограничениям (2)-(5), задача (1)-(5) становится Т-задачей.

Если же такая возможность отсутствует, то предлагается применить следующий способ, представляющий собой сочетание алгоритмов нелинейного и линейного программирования. А именно, предлагается переход от предыдущего допустимого решения к следующему (т.е. изменение координат скважин) осуществлять с помощью модификации одного из поисковых методов нелинейной оптимизации [3]. На каждой итерации такого «перехода» для расчета функции цели (1) используется алгоритм решения Т-задачи.

Для решения Т-задач, формируемых на каждой итерации, предлагается применить модификацию метода потенциалов [2], которая использует специфику задачи (1)-(5): матрица коэффициентов функции цели (1) является разреженной матрицей. Модификация позволяет определить начальное решение в условиях вырожденности задачи и сократить объём информации, хранимой на итерациях алгоритма.

Важно отметить, что при таком подходе алгоритм решения Т-задачи имитирует (заменяет) расчеты, выполняемые симулятором. Поэтому нет необходимости в многократном обращении к симулятору. Кроме того, время решения транспортной задачи значительно ниже времени, необходимого для проведения гидродинамических расчетов на симуляторе. Следовательно, предлагаемый подход требует меньших временных

затрат на получение оптимального решения задачи (1)-(5). Результаты численного исследования возможностей приведенного подхода представлены ниже.

3.1. Результаты тестирования программного обеспечения предлагаемых алгоритмов

При разработке программного обеспечения предлагаемых алгоритмов особое внимание уделялось размерности задачи. С ростом числа активных блоков, в которых возможно размещение скважин, время решения растёт экспоненциально, а объём памяти, необходимой для решения – полиномиально. Специфика матрицы ограничений задач (1)-(5) такова, что заполненность матрицы линейно независимых ограничений равна n^{-1} , где n – число активных блоков. Это позволяет применять разреженные матрицы.

Тестированию подвергались такие технологии распараллеливания, как MPI, OpenMP, гибридное распараллеливание и CUDA. Тестирование заключалось в оценке коэффициента ускорения разработанных программ и их сравнении с существующими параллельными версиями известных программ оптимизации. Тестирование показало, что созданные программы имеют высокий уровень распараллеливания: практический коэффициент ускорения примерно соответствует теоретическому коэффициенту с 97.5% параллельной частью, что отражено на рисунке 1. Приведенная оценка коэффициента ускорения получена из закона Амдала: $S_N = [s + (1 - s)/N]^{-1}$, где s – доля общего объема вычислений, которая может быть выполнена только с помощью последовательных операций, а S_N – коэффициент ускорения при использовании N ядер (вычислителей).

Решение задачи расстановки 5 скважин на залежи, состоящей из 55 блоков, известным методом ветвей и границ на кластере с 256 ядрами получено за 90 сек. Время решения той же задачи на одном ядре разработанными программами составило 1040 сек. Полученное значение коэффициента ускорения ($S_N = 97.5\%$) позволяет утверждать, что при использовании предлагаемого метода время решения задачи, равное 90 сек., обеспечивается 16 ядрами. Использование предлагаемого метода на 256 ядрах обеспечило бы время решения, равное 30 сек. Важным является не полученные при тестировании абсолютные значения времени решения, а достигнутое с помощью распараллеливания сокращение времени решения. Таким образом, разработанные алгоритмы и программы позволяют существенно снизить затраты времени на поиск оптимального решения задачи (1)-(5) и, как следствие, снизить затраты на использование дорогостоящих вычислительных ресурсов.

Тестирование предлагаемых алгоритмов и программ показало, что при использовании гибридного распараллеливания наилучший результат на кластерах достигается, если обмен сообщениями между узлами организуется с помощью технологии MPI, а на узле для распараллеливания в ядре лучше использовать технологию OpenMP.

Распараллеливание на графических ускорителях с использованием технологии CUDA и массивно-параллельной архитектуры дает радикальное ускорение, т.к. в этом случае одновременно обрабатывается намного большее число вариантов размещения, а сами алгоритмы не требуют больших объёмов памяти.

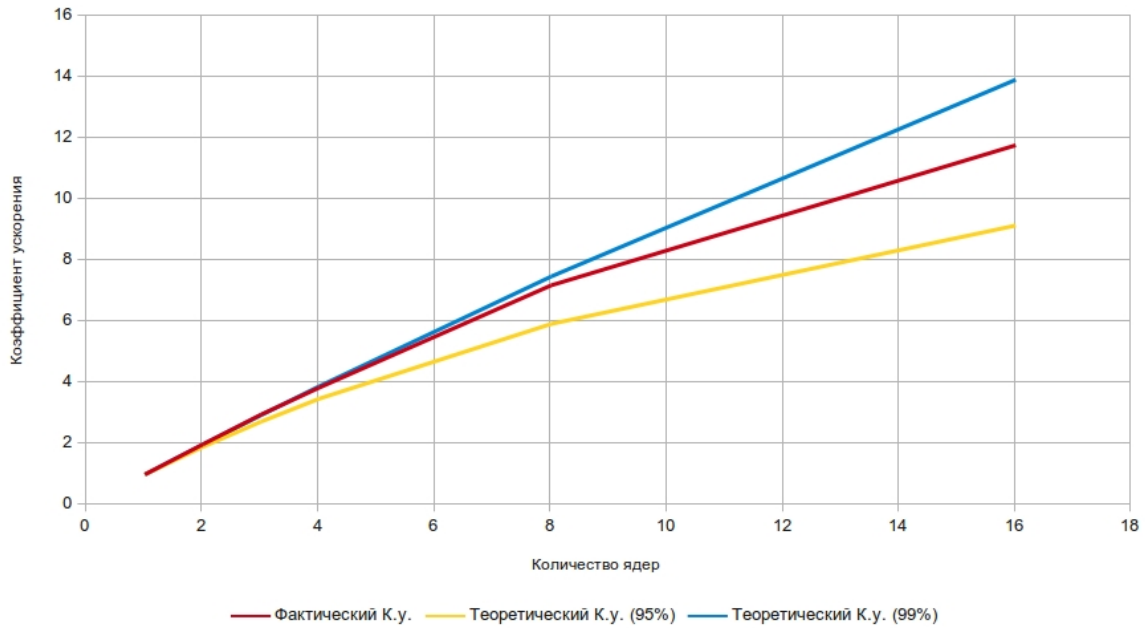


Рис. 1. Зависимость коэффициента ускорения от числа ядер (размещается 5 скважин на месторождении, состоящем из 55 блоков)

4. Пример решения задачи размещения скважин

Апробация алгоритмов осуществлялась на примере проектирования разработки виртуального (синтетического) нефтяного месторождения Брюгге, модель которого создана норвежской компанией TNO для тестирования гидродинамических расчётов и исследования процедур восстановления истории разработки. Исходная геологическая модель содержит 20 млн. активных ячеек, а гидродинамическая модель – 60000 ячеек. Данное месторождение имеет фильтрационно-ёмкостные свойства, характерные для месторождений Северного моря. Размеры месторождения составляют примерно 10×3 . Имеется разлом, который делит месторождение на восточный и северо-западный участки и позволяет проводить расчеты отдельно для каждого участка. Моделью предусмотрена эксплуатация 20 добывающих и 10 нагнетательных скважин. На каждой скважине установлено 3 интеллектуальных заканчивания: первое на 1-й и 2-й пласты, второе – на пласты с 3-го по 5-й, третье – на пласты с 6-го по 9-й. При этом добывающие скважины вскрывают пласты $1 \div 8$, а нагнетательные – $1 \div 9$. Система разработки предусматривает полную компенсацию объемов добычи жидкости объёмами нагнетания воды.

В расчетах стоимость нефти принята равной 80 \$/бр, расходы на добычу и закачку воды – 5 \$/бр. Ставка дисконтирования при расчёте чистого дисконтированного дохода (ЧДД) равнялась 10%.

Пусть R_w – дебит воды, R_o – дебит нефти, R_i – закачка воды, $\$_w$ – цена барреля добытой воды, $\$_o$ – цена барреля добытой нефти, $\$_i$ – цена барреля закачанной воды, WCT – обводнённость, SUM – доход от эксплуатации месторождения с дебитами и объёмами закачки в текущий момент времени. Тогда из соотношений

$$WCT = \frac{R_w}{(R_o + R_w)},$$

Таблица 1. Результаты решения задачи (1)-(5)

Вариант	Объем добычи нефти, млн. м ³	КИН, %	ЧДД, млн. \$
Исходное размещение	18.03	16.79	4264
Размещение по модели (1)-(5)	19.51	18.18	4831

$$SUM = R_o \cdot \$_o - R_w \cdot \$_w - R_i \cdot \$_i < 0,$$

следует, что правилом отключения того или иного заканчивания является превышение обводнённости свыше 88%. В модели также присутствуют технологические ограничения, связанные с работой морской платформы: суммарный дебит воды не должен превышать 636 м³ (4000 бр), суммарный дебит нефти по скважине не должен превышать 477 м³ (3000 бр).

По месторождению имеются данные за 10 лет его эксплуатации. При численном исследовании алгоритмов и программ рассматривалась доработка месторождения, т.е. разработка за 20 лет: с 11 года по 30 год. Численное исследование состояло в сравнении технико-экономических показателей экспертного варианта разработки месторождения и варианта разработки, в котором размещение скважин осуществлялось с помощью предлагаемых алгоритмов и программ (решение задачи (1)-(5)).

В таблице 1 приведены основные показатели доработки по каждому из вариантов. Полученные результаты характеризуют лишь процесс доработки в каждом из вариантов и не учитывают общую разработку за предыдущие 10 лет. Коэффициент извлечения нефти (КИН) в данном случае представляет собой прирост конечной нефтеотдачи за 20 лет.

Таким образом, прирост КИН при использовании предлагаемых алгоритмов и программ решения задачи (1)-(5) составил 1.39%, а прирост ЧДД составил приблизительно 567 млн. \$.

5. Заключение

Поставленные задачи связаны не только с технологической точки зрения, но и возможностью использования для их решения одних и тех же алгоритмов, основанных на сведениях задач к транспортной модели.

Изменяя оценки важности показателей эффективности, перечень эвристических правил рациональной разработки месторождений или иные исходные характеристики, можно сформировать набор оптимальных решений задачи (1)-(5), которые могут служить основой для формирования перечня проектных вариантов, из которого впоследствии может быть выбран окончательный вариант.

При соблюдении заданных сроков проектирования предлагаемые модели, алгоритмы и программы обеспечивают анализ большего числа допустимых вариантов разработки залежей, что способствует повышению качества принимаемых проектных решений.

В зависимости от размеров месторождения число скважин может достигать нескольких сотен, что приводит к большой размерности задач. Поэтому применение

технологий распараллеливания алгоритмов их решения является практически единственной возможностью, позволяющей перейти к проектированию разработки реальных объектов добычи нефти и газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Ермолаев А. И., Ибрагимов И. И.* Модель рационального размещения скважин при разработке газовых и газоконденсатных месторождений // Труды ИПУ РАН им. В. А. Трапезникова, т. XXVII, 2006. – с. 118-123.
2. *Вентцель Е. С.* Исследование операций. – М.: Советское радио, 1972. – 552 с.
3. *Минц М.* Математическое программирование. – М.: Наука, 1990. – 488 с.