

МЕТОД И ПРОГРАММНЫЙ МОДУЛЬ ДЛЯ РЕМАСШТАБИРОВАНИЯ ТРЕХМЕРНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

А. А. Захарова, М. А. Иванов, В. З. Ямпольский

Институт “Кибернетический центр” Национального исследовательского
Томского политехнического университета, 634034, Томск, Россия

УДК 622.276.1

Рассмотрена проблема сокращения размерности цифровых трехмерных моделей нефтегазовых месторождений с целью уменьшения времени расчета. Описаны алгоритмические и программные средства, позволяющие эффективно ремасштабировать геологические модели месторождений при переходе к гидродинамическим моделям.

Ключевые слова: месторождение, нефть, газ, пористость, проницаемость, песчанность, загромождение, апскейлинг.

The problem of scale reducing of the 3D oil and gas field models for the cut down time purpose is representing in the article. Algorithmic and software tools are defined here. This kind of tools allows to rescale geological model when hydrodynamic model is need.

Key words: oil and gas field, oil, gas, porosity, net gross, permeability, downscaling, upscaling.

Введение. Применение современных информационных технологий в таких наукоемких и капиталоемких отраслях производства, как нефтегазодобыча, является эффективным способом ресурсосбережения [1]. Трехмерные цифровые модели месторождений нефти и газа являются основой для создания проектных и технологических документов, сопровождающих весь жизненный цикл месторождения, а также для оперативного управления разработкой и принятия инженерно-технологических решений.

С помощью моделирования обеспечивается последовательное построение:

— геологической модели (ГМ), которая является статическим, как правило ячеистым, представлением свойств (фильтрационно-емкостных, характера насыщения и т. д.) объекта моделирования — продуктивного нефтегазонасыщенного пласта;

— гидродинамической модели (ГДМ), в основе которой лежат геологическая модель и комплекс гидродинамических параметров, описывающих процесс двух- или трехфазной фильтрации флюидов в пластах;

— прогнозных стратегий — вариантов разработки (с использованием различных режимов и систем расстановки скважин).

Качество принимаемых по результатам моделирования решений в значительной степени зависит от полноты, детальности и достоверности исходных данных геологической модели. Основным способом, который используется для снижения ресурсоемкости технологии моделирования, является ремасштабирование исходной сетки моделирования, заключающееся в укрупнении (путем объединения) ячеек геологической модели при переходе к гидродинамической модели.

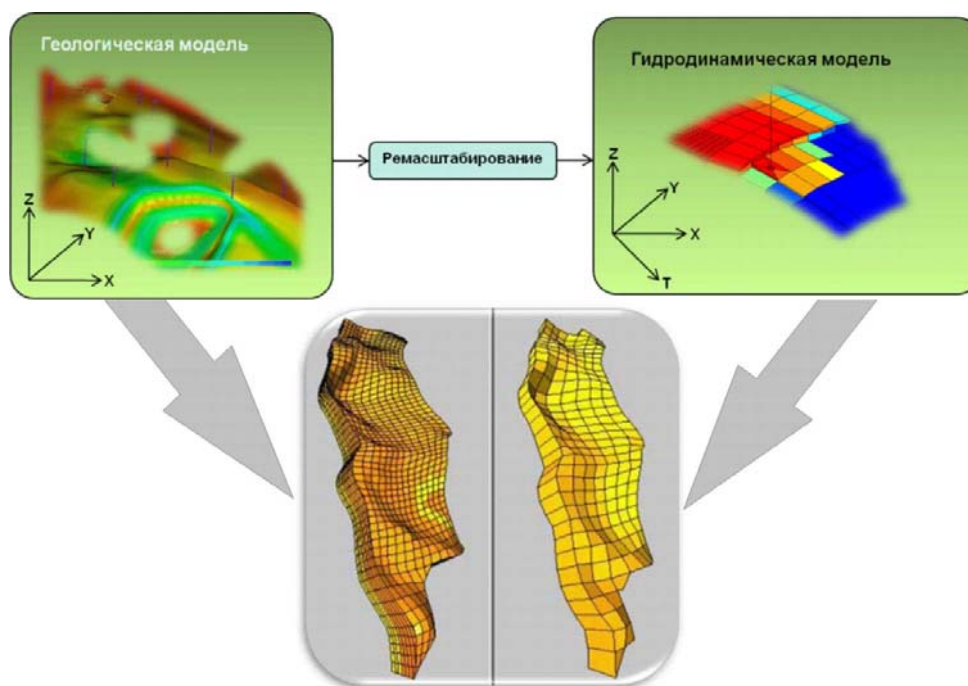


Рис. 1. Схема процесса ремасштабирования

Многие программные комплексы, используемые при гидродинамическом моделировании, не способны оперативно рассчитать модели с размерностью сетки, созданной при построении геологической модели. Обычно геологические модели содержат $5 \cdot 10^5 \div 10^6$ ячеек грида, в то время как для выполнения гидродинамического моделирования (за период 50-70 лет эксплуатации месторождения) моделирующей программе целесообразно предоставлять модель, содержащую не более $10^5 \div 3 \cdot 10^5$ ячеек.

Процесс перехода от мелкомасштабной геологической модели к крупномасштабной гидродинамической модели называется ремасштабированием, или апскейлингом. В результате такого преобразования выполняется перенос свойств из мелкоячеистого грида в ремасштабированный, свойства которого определяются путем осреднения (рис. 1).

Выбор слоев для группировки в процессе ремасштабирования. Геологическая модель характеризуется наличием большого объема статических данных, таких как пористость, проницаемость, песчанистость, признак коллектора, объем ячеек, признак активности ячеек, категория, к которой относятся ячейки, и т. д. Особенностью геологической модели является высокая детальность исходных данных, поэтому объем информации геологических моделей может превышать 10 Гбайт.

При расчете гидродинамической модели вычислительному комплексу требуются значительное время и аппаратные ресурсы для решения системы уравнений, описывающей состояние всей системы при переходе с одного временного шага на следующий. В некоторых случаях, когда вычислительный комплекс не может решить систему за один шаг, временной интервал автоматически дробится, тем самым увеличивая время расчета варианта модели. Исследования показали, что при сохранении исходного уровня детализации при переходе от геологической к гидродинамической модели вычислительная нагрузка на аппаратно-вычислительный комплекс и затраты времени существенно возрастают (рис. 2).

С целью анализа зависимости времени расчета гидродинамической модели от объема исходных данных было рассчитано семь моделей, имевших различные размерность и объем данных. При этом все варианты были созданы на основе одной геологической модели.

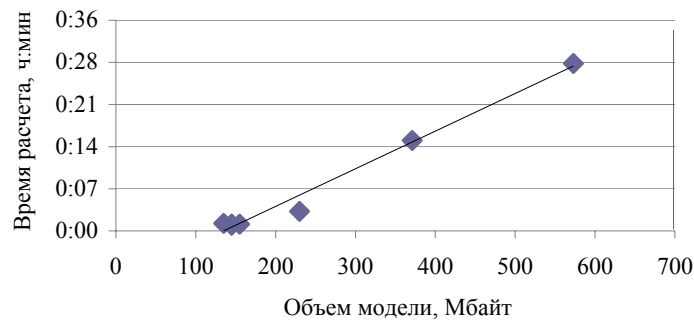


Рис. 2. Зависимость времени расчета модели от объема данных при $y = 4 \cdot 10^{-5}x - 0,006$, $R^2 = 0,9856$

Наибольшее время расчета соответствует варианту, в котором не проводилось уменьшение точности модели, т. е. этому варианту соответствуют точность и детальность данных исходной геологической модели. На рис. 2 представлена зависимость времени расчета от объема данных модели. Из рис. 2 следует, что время расчета вариантов модели месторождения зависит от объема исходных данных и не зависит от способа осреднения модели в случае уменьшения ее размерности. В данном случае сравниваются варианты с одинаковым количеством вертикальных слоев, полученных с использованием различных способов осреднения. На рис. 3 приведено время расчета всех вариантов. В скобках указано количество слоев полученной гидродинамической модели. Например, вариант “Лоренц”, состоящий из 9 слоев, а также варианты “Произвольный”, “Регулярный” и “Экспертный”, состоящие из 10 слоев, имеют объем данных от 135 до 155 Мбайт, и их время расчета различается незначительно.

В результате проведенных исследований установлено, что зависимость времени расчета от объема модели близка к линейной (см. рис. 2). Следовательно, для уменьшения времени расчета модели требуется понизить размерность модели, что приведет к снижению объема данных гидродинамической модели.

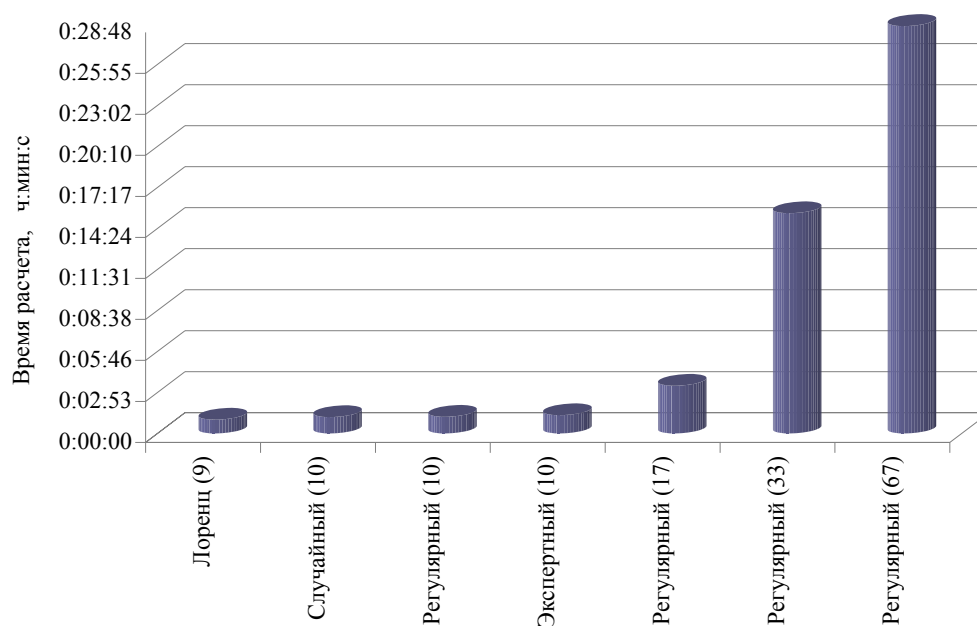


Рис. 3. Время расчета вариантов апскейлинга

В процессе апскейлинга может проводиться группировка отдельных слоев по вертикальной оси куба данных геологической модели либо по горизонтали (за счет увеличения размера ячеек по горизонтальным осям), но для большей эффективности оба метода применяются одновременно.

Программный комплекс (ПК) “Eclipse” компании “Schlumberger” [1] предоставляет пользователю возможность построения гидродинамической модели, а также ремасштабирования исходной геологической модели до необходимого уровня детализации. В ПК “Eclipse” существует четыре метода осреднения слоев модели в вертикальном направлении [2]:

1. Пропорциональный. Толщина получаемого слоя прямо пропорциональна заданному весовому коэффициенту и обратно пропорциональна количеству слоев конечной модели.

2. Относительно кровли пласта. Формируется модель со слоями фиксированной толщины. Отсчет слоев ведется относительно кровли исходной модели.

3. Относительно подошвы пласта. Аналогичен предыдущему, но отсчет слоев ведется относительно подошвы исходной модели.

4. Относительно свойств модели. Пользователь задает границы формируемых слоев, осуществляя анализ свойств исходной ГМ. По умолчанию метод предлагает равномерное разбиение в соответствии с количеством заданных слоев ГДМ.

Оценка возможности решения поставленной задачи современными программно-инструментальными средствами. Несмотря на то что в ПК “Eclipse” имеется ряд методов апскейлинга геологической модели, в нем отсутствуют методы и инструменты, дающие представление о том, каким способом можно выделить максимально однородные участки для вертикального осреднения. Данная процедура является трудоемкой и требует высокой квалификации специалиста, в том случае если процесс не автоматизирован. Среди имеющихся на рынке программных средств для ремасштабирования геологических моделей следует выделить модуль “Ремасштабирование” в ПК “TimeZYX”.

Ремасштабирование “TimeZYX” — программный модуль, выполняющий двухэтапное уменьшение размерности ГМ отдельно по глубине и по латерали, обеспечивая при этом минимальное искажение геометрии проницаемых геологических тел, их связности и фильтрационно-емкостных свойств. Первый этап реализуется путем объединения ячеек ГМ по вертикали с учетом заданного пользователем числа слоев фильтрационной модели согласно заданному соответствию слоев или автоматически, исходя из ограничения на новое число слоев с сохранением топологии порового пространства. Метод сохранения топологии порового пространства позволяет уменьшить число ячеек и в то же время сохранить структуру коллектора.

Алгоритм “объединения” ячеек ГМ выполняет решение первой задачи этапа, обеспечивая минимальное искажение геометрии и связности пластов. Алгоритм расчета фильтрационно-емкостных свойств ячеек гидродинамической или так называемой фильтрационной модели (эквивалентных сумме свойств ячеек геологической модели, объединяемых в одну) обеспечивает решение второй задачи: результаты расчетов процесса фильтрации, выполненных на исходной геологической сетке и на сетке фильтрационной модели, должны быть эквивалентными в гидродинамическом смысле по критерию минимального отклонения расчетных показателей в динамике (текущих нефте- и водонасыщенностей ячеек) и их конечных величин (суммарных отборов нефти, газа, воды и их распределения по вертикали). Модуль “Ремасштабирование” ПК “TimeZYX” применяется для ремасштабирования моделей месторождений, на основе которых выполнялись проекты, прошедшие успешную защиту на ЦКР Роснедра. Однако независимо от способа ремасштабирования (с применением неравномер-

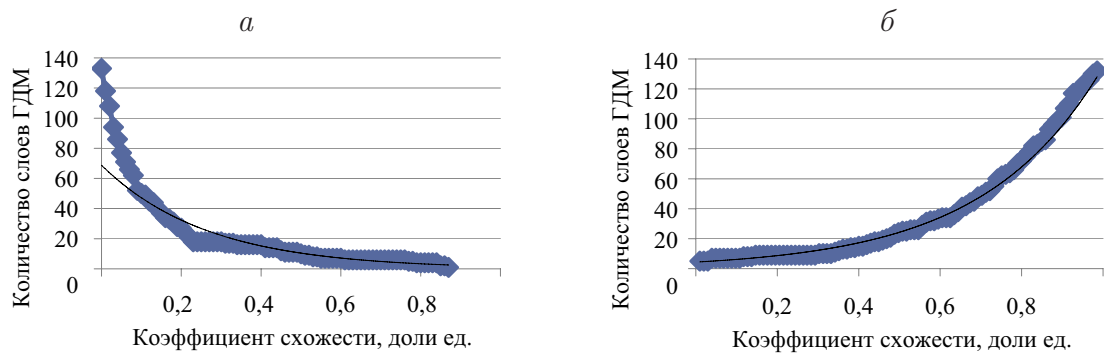


Рис. 4. Зависимость количества слоев ГДМ от коэффициента схожести:
 а — для метода средневзвешенных величин при $y = 68,757e^{-3,769x}$, $R^2 = 0,9338$;
 б — для метода корреляций при $y = 4,2038e^{3,4824x}$, $R^2 = 0,9616$

ной регулярной сетки или при использовании метода с сохранением исходной структуры) пользователю необходимо указать число объединяемых слоев явно либо задать максимально возможное число слоев в столбце. В данном случае пользователь выступает в роли эксперта и при недостатке опыта или невнимательности может совершить ряд ошибок, которые окажут негативное влияние на результаты ремасштабирования геологической модели [3].

Метод ремасштабирования геологической модели с целью понижения размерности гидродинамической модели. С целью повышения точности ремасштабирования исходной геологической модели и ускорения процесса выбора отдельных участков для осреднения предложен метод, основанный на комбинированном применении методов средневзвешенных характеристик фильтрационно-емкостных свойств пласта и расчета корреляции между соседними геологическими слоями [4]. Для этого сначала рассчитываются средневзвешенные величины по каждому пласту для выбранного свойства (геологические параметры модели: пористость, проницаемость, насыщение, песчанистость), а затем коэффициенты корреляции между соседними слоями по тому же свойству залежи. Далее устанавливается критерий, определяющий возможность объединения слоев для уменьшения размерности. Физический смысл данного критерия заключается в определении границы, при превышении которой слои не объединяются, и наоборот, в случае, если величина установленного критерия находится в допустимых границах, слои объединяются. Таким критерием может служить коэффициент схожести. Этот коэффициент варьируется в пределах от 0 до 1. Физический смысл данного коэффициента заключается в том, что изменение его значения приводит к изменению количества конечных слоев по результатам применения соответствующего метода. В ходе экспериментов установлено, что для обоих методов данная зависимость имеет экспоненциальный характер. На рис. 4 приведены зависимости количества слоев ГДМ от коэффициента схожести для метода средневзвешенных величин и метода корреляций, полученные на основе реальных данных для одного из месторождений Томской области. Если рассматривать более детально предложенный метод объединения слоев исходной геологической модели для ускорения процесса расчета гидродинамической модели, то можно выделить шесть основных этапов процесса объединения.

1. Проводится расчет средневзвешенных значений выбранного свойства в пределах активной области залежи по каждому пласту. В качестве веса выступает эффективный объем породы, характеризуемый песчанистостью, в каждой ячейке пласта. Средневзвешенные значения для каждого отдельно взятого пласта рассчитываются по формуле

$$\overline{Avg} = \frac{\sum_{i=1}^n (Prop[i]Ntg[i]Bulk[i])}{\sum_{i=1}^n (Ntg[i]Bulk[i])},$$

где \overline{Avg} — средневзвешенное значение выбранного свойства по пласту; $Prop[i]$ — массив значений выбранного свойства; $Ntg[i]$ — массив значений свойства песчанистости; $Bulk[i]$ — массив значений свойства объема пород; n — количество активных ячеек цифровой трехмерной модели соответствующего пласта.

В результате расчетов средневзвешенных значений выбранного свойства для каждого пласта получается массив $Avg[j]$, состоящий из полученных \overline{Avg} , где j — порядковый номер слоя цифровой модели месторождения.

2. Проводится расчет коэффициента ранговой корреляции Спирмена между соседними слоями для выбранного свойства в пределах активной области залежи. Расчет этого коэффициента включает следующие этапы:

- каждому признаку (значению свойства) сопоставляется его порядковый номер (ранг) по возрастанию (или убыванию);
- определяются разности рангов каждой пары сопоставляемых значений;
- возводится в квадрат каждая разность и суммируются полученные результаты;
- вычисляется коэффициент корреляции рангов по формуле

$$r = 1 - \frac{6 \sum_{i=1}^n d^2}{n(n^2 - 1)},$$

где $\sum_{i=1}^n d^2$ — сумма квадратов разностей рангов; n — число парных наблюдений, соответствующее количеству ячеек в пределах продуктивного пласта одного из рассматриваемых слоев с учетом соответствующих ячеек второго слоя. В результате расчетов коэффициентов корреляций по значениям выбранного свойства для соседних слоев получаем массив коэффициентов корреляций $Cor[j]$, где j — порядковый номер слоя цифровой модели месторождения.

При использовании коэффициента ранговой корреляции условно оценивается теснота связи между признаками. Значения коэффициента, равные 0,3 и менее, оцениваются как показатели слабой тесноты связи; значения более 0,4, но менее 0,7 — как показатели умеренной тесноты связи, значения 0,7 и более — как показатели высокой тесноты связи.

3. Задается количество слоев итоговой ГДМ. По окончании процесса апскейлинга количество слоев модели непосредственно зависит от настроек методов. Ясно, что значительное уменьшение размерности модели приводит к понижению ее детальности и точности. Таким образом, необходимо установить допустимые пределы снижения точности. Для каждого способа исчисления задаются границы, в рамках которых соседние слои будут считаться в достаточной степени сходными для их объединения. Для задания таких границ необходимо установить допустимое процентное расхождение для первого способа (исчисления средневзвешенных значений). Критерием для объединения слоев для второго способа (исчисления корреляции) служит коэффициент корреляции соседних слоев.

4. Проводится ремасштабирование исходной геологической модели исчислением средневзвешенных значений. Последовательно рассчитывается разность средневзвешенных значений свойств соседних слоев по формуле

$$\Delta avg_j = \left| \frac{\sum_i^{j-1} Avg_i}{j-1} - Avg_j \right|,$$

где Δavg_j — разность средневзвешенных значений свойств слоев в диапазоне от первого слоя до последнего слоя группы и текущего слоя под номером j ; i — номер первого слоя в группе; Avg — средневзвешенное значение выбранного свойства по пласту.

В данном случае под группой понимаются слои, которые были объединены на предыдущих шагах работы алгоритма. Полученная разность приводится к процентному виду по формуле

$$\Delta Avg_j^{\%} = \frac{\Delta avg_j \cdot 100 \%}{Avg_{\max} - Avg_{\min}},$$

где $\Delta Avg_j^{\%}$ — разность средневзвешенных значений свойств, %; Avg_{\max} и Avg_{\min} — максимальное и минимальное средневзвешенные значения свойства по пласту. Если рассчитанное значение $\Delta Avg_j^{\%}$ меньше заданной величины процентного расхождения ($\Delta avg_{\text{уст}}^{\%}$), то считается, что слой можно объединить с предыдущим слоем (группой слоев), в противном случае объединение слоев считается недопустимым. Перед объединением слоев необходимо выполнить дополнительную проверку. Суть данной операции состоит в том, что проверяется нахождение процентной разности в допустимом интервале для всех слоев группы, а не только для текущего слоя. Для этого берется множество всех средневзвешенных значений начиная с первого в рассматриваемой группе и до текущего, которое следует непосредственно за последним значением в рассматриваемой группе Z_{avg} . Далее из множества Z_{avg} пошагово отнимается подмножество Z_k , содержащее единственный элемент, который соответствует средневзвешенному значению соответствующего слоя в группе. Индекс K изменяется от номера первого слоя в группе до номера последнего слоя. Таким образом, на каждом шаге получается новое множество Z_r . Для этого множества рассчитывается среднее и находится разность с элементом множества Z_k . Если отклонения полученных разностей в группе слоев находятся в интервале допуска, то рассматриваемый слой объединяется со слоями группы.

5. Проводится ремасштабирование исходной геологической модели путем исчисления корреляций. В случае если коэффициент корреляции соседних слоев больше или равен заданному в настройках метода значению, соседние слои объединяются, в противном случае подобное объединение считается недопустимым.

6. Результаты для обоих способов по каждому свойству объединяются таким образом, чтобы границы интервалов объединенных слоев итогового разбиения не выходили за границы в обоих случаях. Если результаты работы каждого метода представить в виде множества двоичных чисел Z_a и Z_b , состоящих из $N - 1$ элементов (N — количество слоев исходной геологической модели), то значение “1” является признаком объединения соседних слоев, а “0” означает, что слои не объединяются. Таким образом, результатом итогового разбиения слоев геологической модели будет являться множество двоичных чисел Z_c , такое что

$$Z_c = Z_a \cup Z_b.$$

Алгоритмическая реализация описанных выше способов осуществлена в программном модуле “GMUpscаle”.

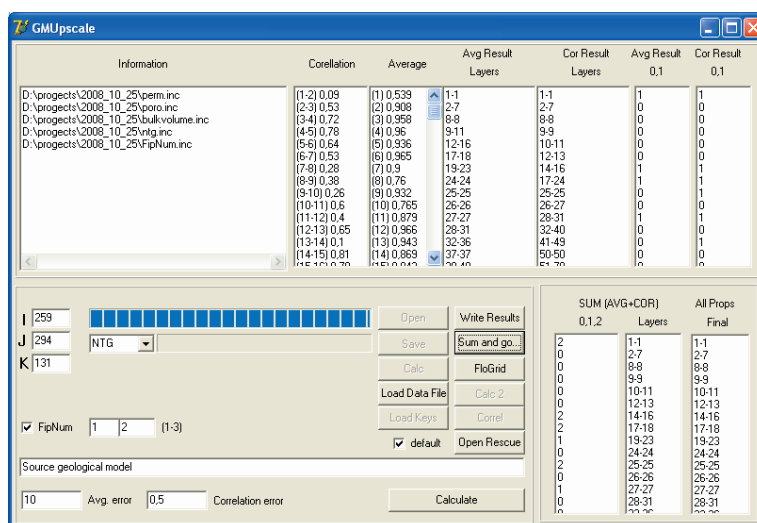


Рис. 5. Пример интерфейса пользователя ПО “GMUpscale”

Назначение, возможности и основные принципы работы модуля “GMUpscale”. Программный модуль “GMUpscale” выполняет оценку исходной геологической модели и в автоматическом режиме определяет слои, которые можно объединять без существенной потери точности исходных геологических данных. При этом непосредственно сам процесс осреднения слоев возлагается на комплекс гидродинамического моделирования, который применяется в дальнейшем. Простота использования, экономия времени, повышение точности результатов и совместимость с различными программными комплексами являются основными преимуществами разработанного программного обеспечения [5].

Дополнительным преимуществом разработанного метода является значительная экономия времени выполнения ремасштабирования исходной ГМ, которая достигается за счет автоматизации процесса определения слоев для осреднения. Метод позволяет задать уровень точности ремасштабированной модели и получить необходимый результат, не проводя повторные расчеты.

Пример интерфейса пользователя и работы модуля “GMUpscale” приведен на рис. 5.

Функциональная схема модуля “GMUpscale”. Модуль “GMUpscale” состоит из восьми частей, называемых блоками (рис. 6).

На первый блок возложены функции чтения исходных данных, к числу которых относятся данные таких свойств, как пористость, песчанистость, объем ячейки модели, признак активной области, код категории подсчета запасов и т. д. В данном блоке задается свойство, по которому будут проводиться дальнейшие расчеты. Можно также задать для анализа не одно, а несколько свойств, однако на практике это может привести к недостаточной степени группировки исходных слоев, что окажет негативное влияние на результат.

Во втором блоке проводится расчет средневзвешенных значений анализируемого свойства. Статистика формируется по слоям, при этом учитываются только те ячейки, код категории запасов которых попадает в указанный в соответствующем окне интерфейса диапазон.

В третьем блоке рассчитываются коэффициенты ранговой корреляции Спирмена для двух рассматриваемых слоев.

В четвертом и пятом блоках происходит непосредственно процесс осреднения по разработанным методам средневзвешенных значений и корреляционному методу.

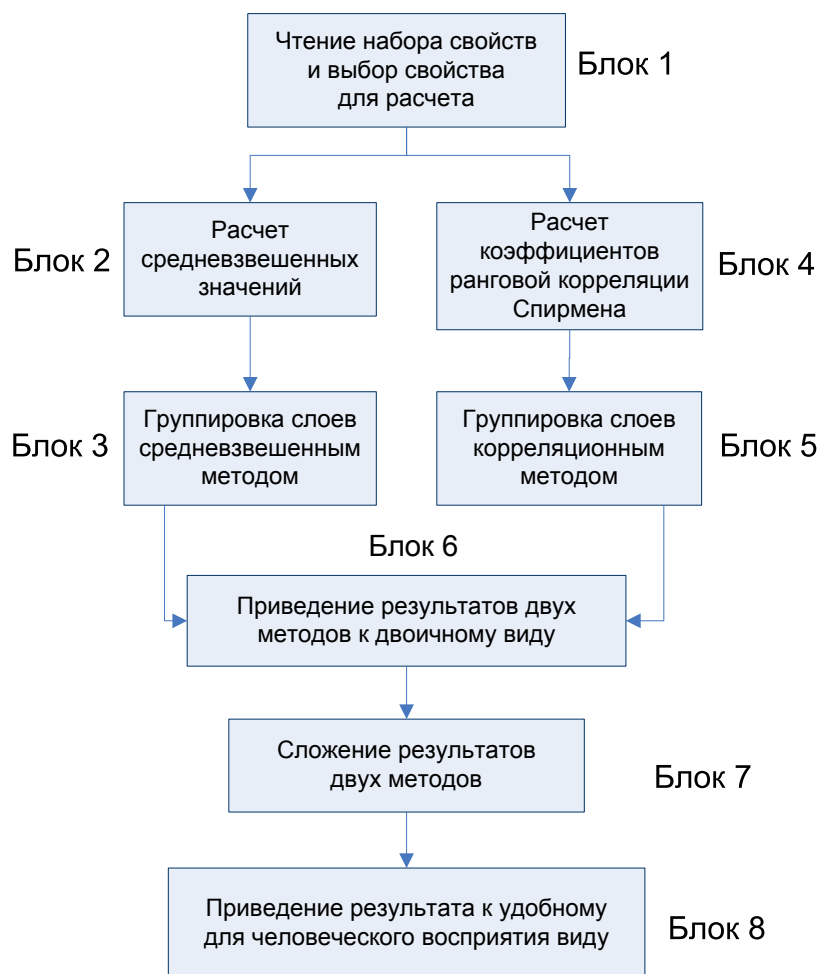


Рис. 6. Функциональная схема программного модуля "GMUpscale"

Шестой блок отвечает за преобразование результатов, полученных в четвертом и пятом блоках, к виду, удобному для выполнения операций двоичного сложения. Это необходимо для сохранения границы между сгруппированными слоями в результирующем разбиении, если такая граница была получена одним или двумя методами одновременно.

В седьмом блоке проводится сложение результатов, полученных различными методами. Таким образом, на выходе получается готовое разбиение исходного пласта на интервалы. Результат представлен двоичными числами.

Для преобразования результата к удобному для человеческого восприятия виду требуется восьмой блок, который выводит на экран, а также в файл результаты работы программы в виде интервалов пластов.

Тестирование и анализ функционирования разработанного модуля "GMUpscale". Отладка и тестирование программного модуля "GMUpscale" осуществлялись с использованием реальных данных для месторождения, расположенного в западной части Томской области. Результаты тестирования модуля сравнивались с результатами работы других существующих методов и подходов.

При ремасштабировании исходной модели рассматривалось четыре способа группировки слоев:

1. Метод на основе разработанного модуля “GMUpscale”.
2. Ручной способ, с помощью которого производится объединение исходных слоев геологической модели без анализа структурного строения пласта и его фильтрационно-емкостных свойств.
3. Метод Лоренца, основанный на статистическом анализе осредненных показателей свойств пласта и применяемый различными проектными институтами и недропользователями.
4. Метод регулярного разбиения, в котором исходные слои объединяются в одинаковые по количеству слоев группы, без исчисления мер близости.

В качестве критериев для сравнения выбраны статические показатели, такие как эффективный объем, поровый эффективный объем и запасы нефти, а также показатели, характеризующие процесс разработки месторождения, такие как накопленная добыча воды и нефти. Результаты тестирования приведены в табл. 1, 2.

Для оценки качества ремасштабирования исходной ГМ с помощью ПО “GMUpscale” был проведен сравнительный анализ. В табл. 1 представлены результаты работы встроенных в ПК “Eclipse” методов и метода, реализованного в программном модуле “GMUpscale”.

Анализ результатов проведенных исследований позволяет сделать вывод, что программный модуль “GMUpscale” выполняет автоматический расчет диапазонов ремасштабирования исходной ГМ с точностью, достаточной для проведения гидродинамических расчетов. ГДМ считается приемлемой для расчетов, в случае если различие ее параметров с параметрами, определенными с помощью ГМ, составляет не более 5%. Из табл. 1 следует, что предложенный метод и реализующие его алгоритм и программа обеспечивают соблюдение этого условия.

Таблица 1

Метод	Отклонение по запасам нефти ремасштабированных моделей	
	Погрешность запасов относительно исходной ГМ, %	
Пропорциональный	10	
Относительно кровли	12	
Относительно подошвы	16	
Регулярный	8	
(равномерное разбиение)	8	
GMUpscale	4	

Метод имеет преимущества и по сравнению с другими показателями (табл. 2).

Таблица 2

Сравнение результатов работы различных методов ремасштабирования

Критерий	Отклонение от базовой геологической модели, %				Влияние критерия (вес), %
	Метод “GMUpscale”	Случайный метод	Метод Лоренца	Регулярный (равномерный) метод	
Накопленная добыча воды	1,24	2,38	0,71	1,35	80
Накопленная добыча нефти	1,76	2,80	2,46	1,96	90
Эффективный объем	0,01	0,03	0,07	0,004	70
Эффективный поровый объем	0,04	0,11	0,27	0,13	70
Запасы нефти	0,20	0,31	0,51	0,26	100
Итоговое средневзвешенное отклонение, %	0,69	1,18	0,86	0,78	—

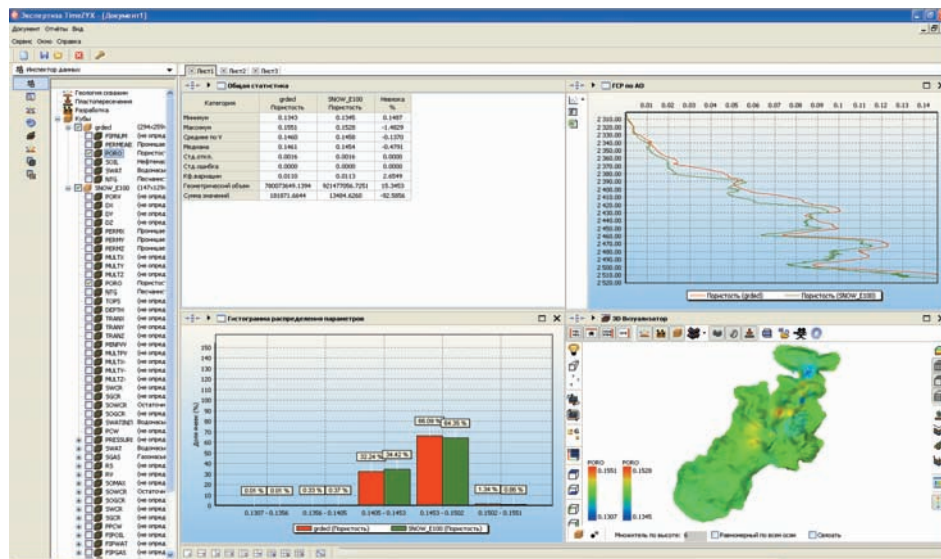


Рис. 7. Результаты экспертизы геологической и гидродинамической моделей пласта Ю₁¹⁻³ с помощью ПО “TimeZYX” по параметру водонасыщенности

Дополнительная оценка результатов тестирования с помощью модуля “Экспертиза” компании “TimeZYX”. Для всесторонней оценки результатов работы программного модуля “GMUpscale” проведена дополнительная оценка распространения по пласту геологических свойств ремасштабированной модели. При этом статистическая оценка сходства различных параметров геологической и динамической моделей проверялась с помощью модуля “Экспертиза” программного комплекса “TimeZYX”. Погрешность распределения параметров (песчанистость, пористость, проницаемость и водонасыщенность) контролировалась с помощью геолого-статистического разреза, сводной статистики и гистограмм распределения параметров. Примеры анализа геолого-статистического разреза по объектам разработки представлены на рис. 7.

Модуль “Экспертиза” ПК “TimeZYX” оценивает параметры лишь по тем ячейкам модели, в которых значение песчанистости больше нуля. Сходимость основных параметров ГДМ по статистическим оценкам близко к 100 %.

Заключение. Описанный в работе метод обеспечивает эффективное решение задачи ремасштабирования трехмерных цифровых моделей месторождений нефти и газа. Метод реализован алгоритмически и программно. Тестирование и апробация созданного программного модуля “GMUpscale” осуществлялись при выполнении 15 реальных проектов моделирования процесса разработки нефтегазовых месторождений.

Список литературы

1. Ямпольский В. З., Захарова А. А., Иванов М. А., Чернова О. С. Анализ программного обеспечения для трехмерного моделирования и оптимизации разработки месторождений нефти и газа // Изв. ТПУ. 2006. Т. 309, № 7. С. 50-55.
2. Захарова А. А., Иванов М. А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа // Изв. ТПУ. 2008. Т. 312, № 5. С. 119-125.
3. Захарова А. А., Ямпольский В. З. Оптимизация технологии моделирования нефтегазовых месторождений на основе цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей // Пробл. информатики. 2009. № 2. С. 38-42.

4. ЗАХАРОВА А. А. Минимизация размерности трехмерных моделей нефтегазовых месторождений // Изв. ТПУ. 2006. Т. 309, № 7. С. 57-59.

5. ЗАХАРОВА А. А., ИВАНОВ М. А. Программное обеспечение “GMUPSCALE” для ремасштабирования геологической модели месторождений нефти и газа // Изв. ТПУ. 2009. Т. 314, № 5. С. 110-113.

*Захарова Алена Александровна — канд. техн. наук, зав. лабораторией
Института “Кибернетический центр” Национального исследовательского
Томского политехнического университета; тел.: (3822) 42-06-98; e-mail: zaa@tpu.ru;
Иванов Максим Анатольевич — ассист. Института “Кибернетический центр”
Национального исследовательского Томского политехнического университета;
тел.: (3822) 42-06-98; e-mail: IvanovMA@tpu.ru;
Ямпольский Владимир Захарович — д-р техн. наук, проф., научный руководитель
Института “Кибернетический центр” Национального исследовательского
Томского политехнического университета; тел.: (3822) 42-44-03; e-mail: cc@cc.tpu.edu.ru*

Дата поступления — 18.03.10