

ТРЕХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Д. А. Завьялов, А. А. Захарова

Институт кибернетики Национального исследовательского
Томского политехнического университета, 634050, Томск, Россия

УДК 622.276.1

Рассмотрена актуальность применения водогазового воздействия для утилизации попутного нефтяного газа при разработке месторождений. Для моделирования этого процесса требуются значительные вычислительные ресурсы. Предложен способ оптимизации процесса расчета композиционных гидродинамических моделей.

Ключевые слова: трехмерное моделирование месторождений, суперкомпьютерный кластер, гидродинамическая модель, водогазовое воздействие.

The article shows the need of using WAG for utilization of associated gas while oil fields' development, simulation of this process requires significant computational resources. The article proposes a solution to optimize the calculation of composite simulation models.

Key words: oil fields' 3D-modeling, supercomputer cluster, simulation model, WAG.

В настоящее время актуальна проблема утилизации попутного нефтяного газа, сжигание которого представляет серьезную экологическую угрозу и облагается значительными штрафами. Кроме того, сжигание попутного газа приводит к значительным потерям ценного химического сырья, что в свою очередь ведет к финансовым потерям. Существуют различные способы утилизации попутного газа, часть которого используется для собственных энергетических нужд разработчика месторождения [1].

Один из способов утилизации попутного газа – его закачка в продуктивный нефтенасыщенный пласт через отдельно взятые скважины для формирования нефтяных оторочек, однако этот способ требует бурения дорогостоящих газовых скважин [1].

Наименее затратной является технология обратной закачки попутного газа в пласт в виде его смеси с водой для поддержания пластового давления. Моделирование закачки водогазовой смеси на трехфазной композиционной гидродинамической модели в симуляторе Eclipse 300 Schlumberger позволяет значительно увеличить коэффициент нефтеотдачи пласта, уменьшить обводненность продукции и, кроме того, решить проблему утилизации попутного нефтяного газа.

Расчет закачки водогазовой смеси необходимо проводить на трехфазных композиционных гидродинамических моделях. При композиционном гидродинамическом моделировании задается точный компонентный состав флюидов в пласте, определенный при исследовании глубин-

ных проб нефти и газа. При этом значительно повышаются требования к вычислительным ресурсам по сравнению с двухфазным моделированием на моделях "черной нефти". Время выполнения расчетов на композиционной трехфазной гидродинамической модели по сравнению с аналогичной двухфазной многократно увеличивается (исследовано на примере симулятора Eclipse Schlumberger).

Расчет небольших моделей можно проводить на одном персональном компьютере средней мощности, однако для расчета больших или детализированных моделей, а также композиционных моделей с газом и конденсатом требуется применение средств распараллеливания расчетов [2] либо загрузка модели [3]. Для параллельного расчета модели необязательно иметь доступ к кластеру, так как кластер можно сформировать из нескольких персональных компьютеров, однако при этом на каждом из них должен быть установлен симулятор, кроме того, скорость расчета будет зависеть от производительности локальной сети для обмена данными между компьютерами в процессе расчета.

Идеальным является вариант расчета гидродинамической модели, построенной без загрузки (сокращения количества ячеек путем увеличения их объема) исходной геологической модели, с высокой степенью детализации. Возникает проблема недостаточности вычислительных ресурсов для расчета, что может привести к невозможности проведения расчетов.

Таким образом, в процессе гидродинамического моделирования месторождений возникает проблема недостатка вычислительной мощности. С одной стороны, для проведения вычислений с помощью модели необходимо уменьшать ее размерность, тем самым уменьшая точность и достоверность. С другой стороны, на модели хорошо освоенного месторождения при высокой плотности существующих скважин и большой степени изученности загрузка модели может оказаться необоснованным и значительно исказить показатели.

Существует несколько способов уменьшения вычислительной нагрузки при гидродинамическом моделировании месторождений (рис. 1).

Загрузка исходной геологической модели осуществляется на стадии сборки гидродинамической модели. Уменьшение размерности модели происходит как в горизонтальном направлении, так и по вертикали. При загрузке в горизонтальном направлении увеличивается размер ячеек, который при геологическом моделировании принимается равным, например, 50×50 м. В вертикальном направлении объединяются слои со сходными свойствами. Поскольку главным условием загрузки модели является сохранение ее неоднородности, существует предел загрузки [3].

Загрузка геологической модели позволяет уменьшить вычислительную нагрузку и увеличить скорость расчетов при гидродинамическом моделировании. Основным недостатком такого способа является значительное уменьшение достоверности модели, к тому же обоснованность способов загрузки нередко вызывает сомнения, а значительное уменьшение количества слоев при переходе от геологической модели к гидродинамической считается недопустимым.

Для сформированной гидродинамической модели расчет можно оптимизировать, не используя загрузку. Для этого предлагается разбиение модели на части. Для выбора принципов разбиения таких моделей и последующей синхронизации результатов, полученных при гид-

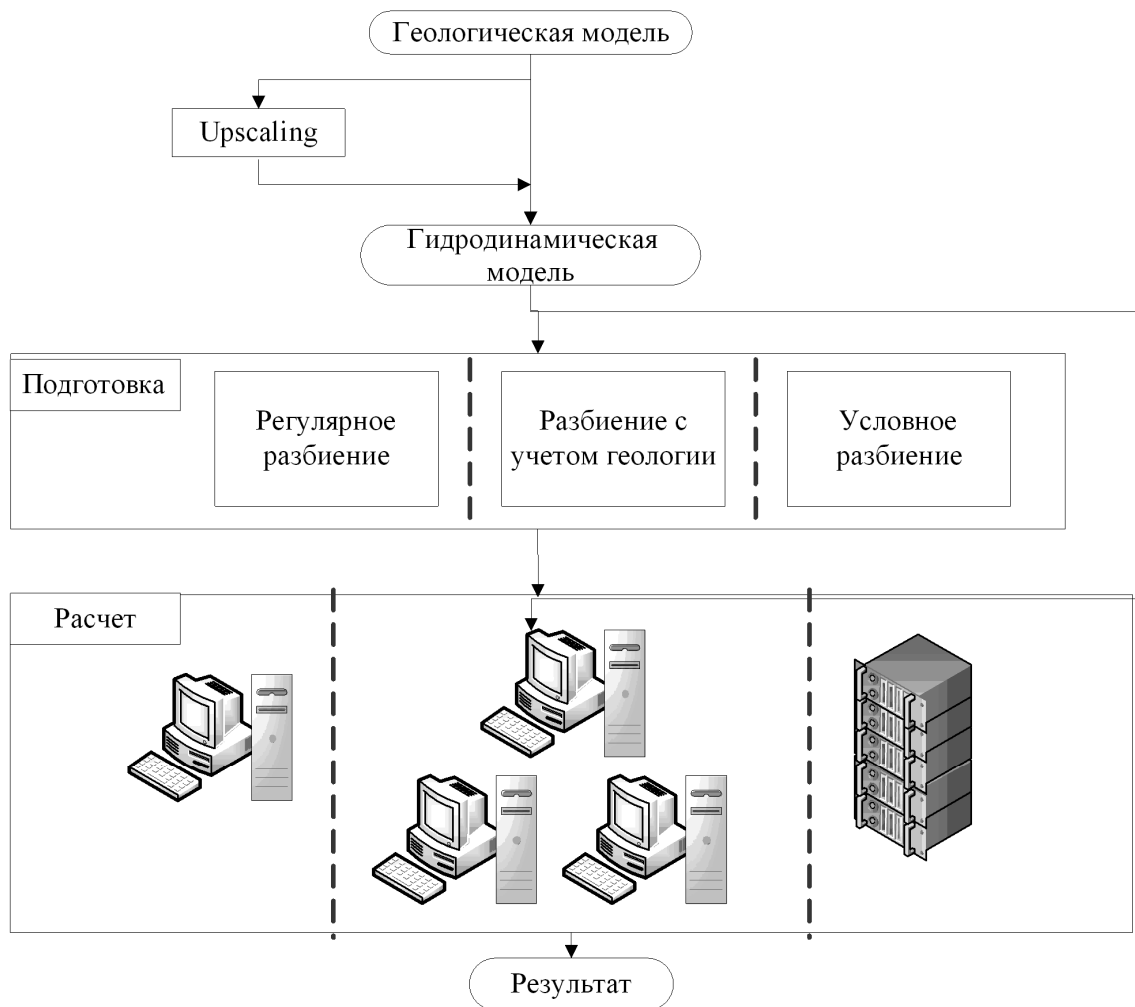


Рис. 1. Основные способы уменьшения вычислительной нагрузки при гидродинамическом моделировании месторождений

родинамических расчетах на отдельных частях модели, следует учитывать перетоки между ними. Необходимо проводить синхронизацию с частотой, обеспечивающей заданную степень точности расчетов. Предлагается несколько способов разбиения модели:

1. Регулярное разбиение (такой способ по умолчанию используется в параллельной версии симулятора Eclipse): модель равномерно разбивается на блоки.
2. Разбиение модели с учетом геологических свойств.
3. Разбиение модели по заданным условиям включая локальное измельчение сетки.

Для выполнения описанных задач разрабатывается программное средство ParaModel (рис. 2), которое позволит в автоматическом режиме:

- выполнять разбиение гидродинамической модели на отдельные блоки тремя способами;
- выполнять запуск расчетов отдельных блоков модели либо в последовательном режиме (на одном персональном компьютере), либо в параллельном;
- синхронизировать отдельные блоки модели с учетом перетоков с заданной степенью точности.

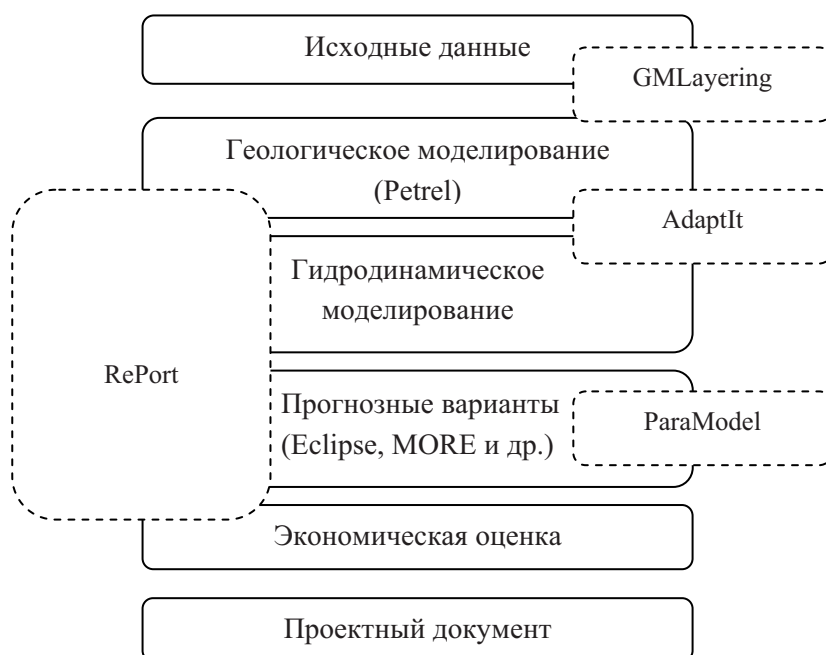


Рис. 2. Расположение программных комплексов в цепочке проекта

Для пересчетов моделей предполагается использовать симулятор Eclipse, для учета переток между блоками могут быть использованы разные методы, например приведенные в работе [4], а также средства симулятора Eclipse Schlumberger. В предлагаемом программном обеспечении разрабатываются алгоритмы автоматического и условного разбиения гидродинамических моделей месторождений.

Подобный подход незаменим при адаптации (настройка параметров модели с целью повторения истории разработки и эксплуатации месторождения) больших моделей, выполняемой на отдельных частях. Кроме того, последовательный расчет модели по частям необходимо проводить в случае отсутствия лицензии на параллельный симулятор (достаточно применения однопроцессорной версии, так как расчеты выполняются последовательно).

Условное деление модели можно применять также для экспресс-расчетов на отдельной области модели месторождения, в случае когда необходимо быстро получить оценку отдельно взятой области или скважины, а также для актуализации постоянно действующих моделей.

Для оценки результатов моделирования и формирования отчетности разработано программное средство RePort (см. рис. 2), которое позволяет в автоматическом режиме формировать текстовую, табличную и графическую отчетность по показателям геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа, в том числе регламентированную российским законодательством [5]. Особенностью RePort является наличие конструктора отчетности, с помощью доступного пользовательского интерфейса которого на основе технологических показателей, а также свойств проекта составляются пользовательские шаблоны отчетов. При этом алгоритмы расчета показателей задаются пользователем на встроенном языке формул [5].

Таким образом, в данной работе изложен способ оптимизации процесса расчета композиционных гидродинамических моделей с использованием предложенной технологии в виде сово-

купности программных комплексов, применяемых в нефтегазодобывающей отрасли, и программных средств, разрабатываемых в Томском политехническом университете.

Список литературы

1. Книжников А. Ю., Пусенкова Н. Н. Ежегодный обзор: Пробл. и перспективы использ. нефт. попут. газа в России. 2009. Вып. 1. № 1.
2. Володин Е. М., Захарова А. А. Использование суперкомпьютеров для ускорения расчета процесса фильтрации на основе 3D геолого-гидродинамических моделей нефтегазовых месторождений // Докл. ТУСУРа. 2010. № 2, ч. 2. С. 241–244.
3. Иванов М. А., Захарова А. А. Оптимизация процесса цифрового 3D-моделирования месторождений нефти и газа // Изв. ТПУ. 2008. Т. 312, № 5. С. 119–125.
4. Костюченко С. В., Бордзиловский А. С., Игнатов И. С., Шапиева Е. И. Принцип итерационного сопряжения секторных моделей для полномасштабного моделирования больших и гигантских пластовых систем // Нефт. хоз-во. 2009. № 8. С. 42–46.
5. Завьялов Д. А., Захарова А. А. Пре- и постпроцессинг геологических и гидродинамических моделей месторождений нефти и газа // Пробл. информатики. 2011. Спецвыпуск. С. 94–101.

*Завьялов Дмитрий Алексеевич – программист Института кибернетики
Томского политехнического университета; тел.: (382-2) 42-06-98; e-mail: zda@tpu.ru;
Захарова Алена Александровна – д-р техн. наук, зав. кафедрой,
зав. лабораторией Института кибернетики Томского политехнического
университета, тел.: (382-2) 42-06-98; e-mail: zaa@tpu.ru*

Дата поступления – 10.09.12 г.