

УДК 550.8.013

ПРИМЕНЕНИЕ 3D МОДЕЛИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Р.И. Нургатин¹, Б.А. Лысов²

Иркутский государственный университет, 664003, Россия, г. Иркутск, ул. Ленина, 3.

Приведена общая информация об использовании трехмерного моделирования при разработке и эксплуатации месторождений нефти и газа. Приведены различные по типу расчетов модели. Рассмотрены преимущества и недостатки 3D моделирования. Описаны типы гидродинамических 3D моделей. Указаны основные проблемы, возникающие в процессе создания 3D моделей, и пути их решения.

Библиогр. 5 назв. Ил. 1. Табл. 2.

Ключевые слова: 3D моделирование; 3D модель; разработка месторождений нефти и газа.

USING 3D SIMULATION IN OIL-AND-GAS INDUSTRY

R.I. Nurgatin, B.A. Lysov

Irkutsk State University, 3 Lenin St., Irkutsk, 664003, Russia.

The article reviews general information on the use of three-dimensional simulation under development and exploitation of an oil-and-gas field. It introduces models of different calculation types, considers the advantages and shortcomings of 3D simulation, describes basic types of hydrodynamic 3D models, and specifies the main problems arising during the creation of 3D models and the ways to solve them.

5 sources. 1 figure. 2 tables.

Key words: 3D simulation; 3D model; oil-and-gas field development.

Появление современных концепций трехмерного моделирования было неизбежным, поскольку это очередной эволюционный шаг в развитии понимания геологической структуры месторождения, обстановки осадконакопления и процессов, происходящих при разработке месторождений нефти и газа. Изначально моделирование разработки месторождений сводилось к расчету уравнений фильтрации нефти и газа по пласту-коллектору по существенно упрощенным формулам, тогда как отображение графической информации представлялось исключительно картами, разрезами и различными технологическими схемами. На данный момент процесс моделирования состоит из двух последовательных этапов: геологическое моделирование и гидродинамическое моделирование. Современные про-

граммные комплексы трехмерного моделирования (симуляторы) совмещают в себе математический аппарат для расчета уравнений фильтрации и полнофункциональный механизм визуализации геологических данных.

Основой трехмерного моделирования является 3D модель, создаваемая на этапе геологического моделирования и впоследствии обновляемая на дальнейших этапах [1].

3D модель – это виртуальный объект, отображающий основные элементы пластовой системы или повторяющий ее поведение, но при этом в достаточной степени простой, чтобы обеспечить расчеты по такой модели.

По типу проводимых расчетов модели подразделяются на *аналитические* и *численные*.

¹Нургатин Ренат Исмагилович, аспирант кафедры геологии нефти и газа геологического факультета, тел.: +7 914 9350886, e-mail: monmak25@yahoo.com

Nurgatin Renat, Postgraduate of the Department of Oil and Gas Geology, tel.: +7 914 9350886, e-mail: monmak25@yahoo.com

²Лысов Борис Антонович, доцент кафедры геологии нефти и газа геологического факультета, тел.: +7 (3952) 243280, e-mail: dean@geo.isu.ru

Lysov Boris, Associate Professor of the Department of Oil and Gas Geology of the Geological Faculty, tel.: +7 (3952) 243280, e-mail: dean@geo.isu.ru

Аналитические модели создаются в тех случаях, когда условия моделируемой системы позволяют охарактеризовать изменения свойств системы и происходящие процессы с помощью математических уравнений и функций. Примером модели с аналитическим типом расчетов может являться сектор пласта-коллектора с гомогенной структурой, для описания разработки которого можно использовать основные уравнения фильтрации.

Численные модели создаются в тех случаях, когда преобладающая часть реальных систем достаточно сложна, чтобы быть охарактеризованной стандартными уравнениями, в связи с чем для получения результатов моделирования необходимо либо упрощать начальные условия и сложность для приведения модели к варианту с аналитическим типом расчетов, что снижает точность расчетов и достоверность результатов, либо использовать численные методы. В этом случае расчет модели предусматривает большое количество численных вычислений (часто довольно простых). Основная масса существующих пластовых систем описывается достаточно сложным геологическим строением, следовательно, для получения результатов применяют разделение структуры пласта-коллектора на ячейки и временных показателей разработки – на дискретные шаги.

В зависимости от задач 3D моделирование разделяется на *геологическое* и *гидродинамическое*.

Геологическое 3D моделирование – процесс создания цифровой трехмерной модели залежи или месторождения, максимально точно повторяющей геологическую структуру и параметры моделируемого объекта и позволяющей оценить запасы и тип коллектора для понимания строения и истории развития залежи или месторождения, а также для последующего создания фильтрационной модели (рис. 1).

Гидродинамическое 3D моделирование – процесс создания цифровой трехмерной модели пласта-коллектора или системы взаимосвязанных пластов на основе геологической 3D модели, которая обеспечивает возможность расчета фильтрации пластового флюида и прогнозирования поведения пласта-коллектора в зависимости от выбранного варианта разработки и применяемых методов извлечения запасов нефти и газа (рис. 1).

Программы 3D моделирования достаточно сложны и не всегда способны обеспечить в достаточной степени адекватный результат как по причинам несовершенства используемых алгоритмов, так и по причине неверных входных данных и непонимания процессов разработки месторождений. Для объективной оценки возможностей программ-симуляторов следует привести основные достоинства и недостатки 3D моделирования [2].

Достоинства моделирования:

- визуализация геологического строения месторождения – возможность

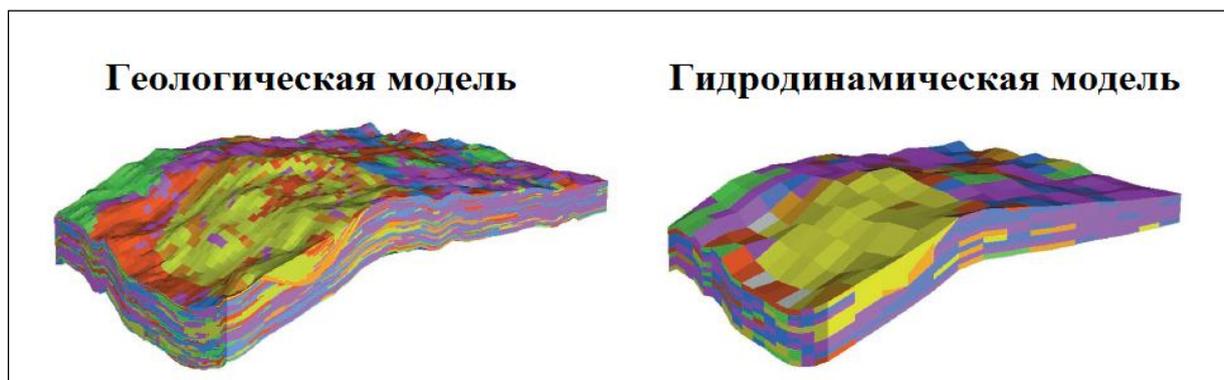


Рис. 1. Пример геологической и гидродинамической 3D моделей

отобразить трехмерную поверхность или структурную карту интересующего горизонта под любым углом и перспективной, разрез, схему корреляции по скважинам, расположение пробуренных и проектируемых скважин как на земной поверхности, так и на кровле пласта-коллектора;

- *пространственное распределение свойств пласта-коллектора* – в том случае, если алгоритм распределения фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора выбран верно, анализ созданной внутренней структуры пласта-коллектора позволяет определить тип и условия формирования коллектора и систему разработки;

- *расчет вариантов разработки месторождения* – выявление оптимального с технической стороны сценария разработки, обеспечивающего максимально полную выработку запасов.

Недостатки моделирования:

- *осреднение параметров пласта-коллектора в пределах ячейки грида (сетки)* – даже в случае явно определяемого и направленного тренда изменений параметров пласта-коллектора каждая ячейка будет характеризоваться единичными значениями данных параметров;

- *«машинная» логика программ моделирования (интерполяция)* – базис используемых на данный момент пакетов моделирования составляет набор правил и алгоритмов, применяемый для описания всех ситуаций, хотя некоторые комбинации условий и параметров могут быть корректно проинтерпретированы только на основе опыта и интуиции специалиста по моделированию;

- *приверженность определенной геологической идее (сопоставление запасов и др.)* – достаточно часто определенный показатель получает приоритет для обеспечения данного показателя соответствию с определенным заявленным значением, причем прочие показатели могут быть просчитаны с меньшей степенью достоверности или выбирать-

ся в области граничных для этого показателя значений.

Основные уравнения для расчета [1]. Несмотря на то что различные типы гидродинамических моделей будут обуславливать тот или иной вид уравнений для расчетов, в общем, эти уравнения включают в себя закон сохранения массы и закон Дарси.

Закон сохранения массы. В декартовых координатах уравнение неразрывности для одной фазы имеет вид

$$-\left[\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial}{\partial t}(m\rho) + \tilde{q}$$

где ρ – плотность фазы, кг/м³;

u_i – скорость фазы в направлении (x, y, z), м/с;

m – пористость пласта, д.ед;

\tilde{q} – массовая интенсивность внешнего источника или стока.

В случае трехфазной системы с нелетучей нефтью уравнение сохранения массы можно представить как

$$-div\left(\frac{u_o}{B_o}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_o}{B_o}\right) + Q_o$$

$$-div\left(\frac{u_g}{B_g} + \frac{Ru_o}{B_o}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left[m\left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o}\right)\right] + Q_{fg} + RQ_o$$

$$-div\left(\frac{u_w}{B_w}\right) = \frac{\partial}{\partial t}\left(m\frac{s_w}{B_w}\right) + Q_w$$

где B_i – объемный коэффициент;

u_i – скорость фазы в направлении (x, y, z), м/с;

s_i – насыщенность фазы, д.ед.;

R – растворимость газа в нефти;

Q_{fg} – объем газа в свободном состоянии, м³;

Q_o – объем нефти в стандартных условиях, м³.

Закон Дарси:

$$u = -\frac{k}{\mu}(\nabla\rho - \rho g\nabla z),$$

где u – скорость фазы, м/с;

k – проницаемость пласта, *10⁻¹² м²;

μ – вязкость фазы, $\cdot 10^{-1}$ Па \cdot с;
 g – ускорение свободного падения, м/с 2 .

Рассмотрим вариант уравнения фильтрации для Black Oil модели (как самой распространённой)

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o$$

$$\begin{aligned} \operatorname{div} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \rho_g g \nabla z) \right) \\ + \frac{R k_o}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \\ = \frac{\partial}{\partial t} \left[m \left(\frac{s_g}{B_g} + \frac{s_o R}{B_o} \right) \right] + Q_{fg} \\ + R Q_o \end{aligned}$$

$$\operatorname{div} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(m \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w$$

Поскольку уравнения описывают нестационарные процессы, к тому же в уравнения включены производные по пространству, необходимо указать начальные и граничные условия.

Начальные условия. В большинстве случаев начальным условием для модели принимается равновесное состояние, при котором скорость каждой фазы равна нулю. Согласно закону Дарси это условие обозначает, что при отсутствии непроницаемых перемычек в пласте, на которых каждая фаза либо неподвижна, либо давление в ней распределено по гидростатическому закону:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \rho g$$

Граничные условия отражают взаимодействие пласта-коллектора с окружающей областью. Эти условия должны быть заданы на скважинах (стоках) с учетом распределения давления по стволу скважины и на внешних границах моделируемой области (источниках).

Обычно на внешней границе задается:

- давление (постоянное или изменяющееся по заданному закону);
- непроницаемая граница (расход каждой фазы равен нулю);

- расход одной из фаз (обычно нефти);
- расход жидкости (нефть и вода);
- суммарный расход (нефть, газ, вода).

При задании на внешней границе пласта условий 3–5 действительный поток через нее моделируют с помощью функций – источников (стоков), которые могут быть включены в правую часть уравнений. В этом случае граничные условия заменяют однородными граничными условиями Неймана (непроницаемая граница).

В подавляющем большинстве случаев пласт-коллектор представляет собой реологически неоднородную систему, сложность которой не позволяет использовать аналитические решения. В этих случаях возможно заменить непрерывное распределение параметров дискретным в результате дискретизации с применением метода конечных разностей. При этом вычисляется приближенное значение функции для конечного множества точек (узлы сетки) области определения [4].

В основном, используются две схемы: явная и неявная.

Явная схема предполагает, что искомая величина на новом временном слое может быть вычислена явно через значения на предыдущем слое, тогда как в случае неявной схемы значения искомой функции на новом временном слое связаны с неизвестными значениями в соседних узлах и поэтому вычисляются в результате решения системы линейных уравнений, т.е. неявно.

Преимуществом явной схемы является простота вычислений, но при этом она уступает неявной схеме в устойчивости.

Традиционно в симуляторах используются либо неявные схемы, либо комбинированные: IMPES (неявное давление – явная насыщенность) и AIM (адаптивный неявный метод).

Типы гидродинамических моделей [3]

1. Black Oil модель (модель нелетучей нефти Маскета-Мереса) – самая

распространенная комбинация уравнений моделирования пластовых систем, используемая для расчета процессов одно-, двух- и трехфазной фильтрации. Каждая из трех фаз – нефть, газ и вода – обрабатывается как самостоятельный массовый компонент, причем газ – единственная фаза, которая может растворяться как в нефти, так и в воде. Модель не учитывает изменения в составе нефти и газа в процессе разработки.

2. *Композиционная модель* – используется в случаях, когда эффекты межфазного массопереноса проявляются в процессе вытеснения нефти. Данная модель описывает присутствие трех фаз: нефти, газа и воды (аналогично Black Oil модели), но одновременно с этим учитывает составы нефти и газа в связи со сложным влиянием термобарических параметров каждого компонента. В пределах нефтяной и газовой фазы учитывается каждый отдельный компонент и расчет массопереноса производится для компонентов, а не для всей фазы в целом. Специальный случай применения подобной модели – месторождение, пластовое давление и температура которого близки к критическим значениям для данного состава нефтяной и газовой фаз и даже незначительное изменение термобарических условий способно привести к существенным изменениям в составах нефти и газа, что в свою очередь повлияет на физические свойства этих фаз.

3. *Модель двойной пористости/проницаемости* – данный тип разработан для моделирования многофазных потоков в трещиноватых пластах-коллекторах, особенностью которых является перемещение нефти по системам трещин, тогда как большая часть нефти находится в неподвижном состоянии или движется с незначительной скоростью в поровом пространстве. В основном, используются для моделирования процессов разработки в трещиноватых карбонатных пластах-коллекторах. Использование подобной модели требует значительного опыта в

различных областях нефтегазовой отрасли и на данный момент модель признается как малодостоверная.

4. *Модель химического заводнения* – специфичная модель, необходимая для моделирования процессов вытеснения нефти с использованием полимеров, поверхностно-активных веществ (ПАВ) и прочих добавок. В случае применения полимеров модель включает моделирование процессов продвижения полимерной композиции, увеличения вязкости водной фазы, адсорбции полимера и снижения относительной проницаемости по воде, тогда как модель с ПАВ включает сложные эффекты взаимодействия фаз с появлением дополнительной фазы в виде комплексной эмульсии. При помощи подобных моделей можно моделировать применение следующих типов химических агентов: полимерные соединения, ПАВ, комбинированные ПАВ-полимерные смеси, щелочи и пены.

5. *Модель теплового воздействия* – в таких моделях просчитываются эффекты увеличения температуры в пласте-коллекторе. Источники тепла в данном случае могут быть как внешними (пар из поверхностного или скважинного парогенератора), так и внутренними (внутрипластовое горение). Модели данного типа позволяют оценить эффективность следующих тепловых методов повышения нефтеотдачи: циклическая закачка пара в добывающую скважину, непрерывная закачка пара в нагнетательные скважины и внутрипластовое горение. Также во многих типах моделей учтен эффект Джоуля-Томпсона.

6. *Комплексная модель* – самый малоразвитый тип моделей, создаваемый в некоторых случаях для конкретного месторождения. Их основная функция – моделирование механических напряжений и результирующих деформаций, а также влияние на процессы фильтрации пластовых флюидов.

В процессе создания 3D моделей достаточно часто возникают различные

ошибки. Ниже приведены типичные ошибки геологического и гидродинамического 3D моделирования (табл. 1, 2) [5].

Поскольку целью создания геологической 3D модели является максимально идентичная копия существующей пластовой системы со всем многообразием как количественных, так и качественных характеристик пласта-коллектора с учетом геологической структуры, полнота и достоверность входящих данных составляет значительную часть общей успешности

правильного построения модели. При этом табл. 1 отражает влияние качества входных данных и глубоких знаний о геологическом строении моделируемого объекта, с одной стороны, и понимание процессов создания моделей, с другой, что подтверждается преобладанием числа ошибок, вызванных налагаемыми симулятором ограничениями, и обуславливает высокий порог вхождения в сферу трехмерного моделирования пластовых систем.

Таблица 1

Основные проблемы геологического моделирования

Причины	Пути решения
<i>Загрузка данных</i>	
Геологические и технические причины	
Различные наборы инструментов (приборов) скважинных геофизических исследований	Пересчет и приведение каротажей к единому формату
Некорректные данные по расположению скважин	Проведение инклинометрии скважин, повторная привязка устья скважины
Некорректные значения ФЕС пласта-коллектора по данным ГДИС	Повторный анализ ГДИС, выбраковка данных
Ограничения симулятора	
Ошибка импорта файлов исходных данных	Приведение файлов к требуемому формату
<i>Создание каркаса</i>	
Ограничения симулятора	
Отрицательные значения мощности пластов при расчете поверхностей кровли и подошвы разными способами	Повторное построение всех поверхностей по единому способу расчета
Локальное повышение/понижение уровня поверхности вблизи скважин	
Резкое изменение мощности пласта-коллектора между скважинами	
Большие значения невязок отметок пластопересечений	Уточнение данных по инклинометрии скважины или уточнение алгоритма построения поверхности
<i>Создание грида (сетки)</i>	
Ограничения симулятора	
Выпадение из разреза маломощных пропластков коллектора/неколлектора	Увеличение числа слоев
Попадание 2 скважин в одну ячейку	Переопределение конфигурации грида или локальное измельчение сетки
<i>Распределение свойств пласта-коллектора</i>	
Ограничения симулятора	
Аномально высокие значения ФЕС	Выбор более подходящего алгоритма распределения свойств пласта-коллектора
Отрицательные значения ФЕС	
Выпадение ячеек сетки	

Таблица 2

Основные проблемы гидродинамического моделирования

Причины	Пути решения
<i>Загрузка данных</i>	
Геологические и технические причины	
Результаты неверно проведенного гидродинамического испытания (ошибки при пересчете пластового давления)	Проведение повторного исследования или выбраковка некорректных значений
Результаты некорректного лабораторного исследования керна материала: - неверное определение фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора; - неверное определение физических свойств пластовых флюидов; - неверное определение водонасыщенности пласта-коллектора; - неверное определение относительной проницаемости по каждой из фаз	
<i>Ремасштабирование 3D модели</i>	
Геологические и технические причины	
Ошибки при создании геологической модели	Возврат модели для исправления ошибок
Ограничения симулятора	
Некорректные значения фильтрационно-емкостных свойств пласта-коллектора	Выбор в большей степени адекватного способа осреднения параметров
<i>Расчет 3D модели</i>	
Ограничения симулятора	
Выход из расчета до достижения прогнозной даты	Уточнение и переопределение параметров модели

В случае гидродинамического моделирования ошибки, связанные с работой непосредственно симулятора, возникают по двум основным причинам: неверный выбор алгоритма укрупнения сетки геологической модели и не соответствующая текущим условиям стратегия разработки, тогда как ошибки, вызванные некорректными входными данными, составляют основную часть проблем данного типа моделирования.

Выводы. Подытоживая все вышеизложенное, можно отметить, что на данный момент уровень развития как непосредственно концепций моделирования пластовых систем, так и программных пакетов 3D моделирования достаточно высок для выполнения актуальных задач нефтегазовой отрасли, начиная представлением геологической структуры объекта и заканчивая полно-

масштабным проектом развития и разработки сложных месторождений. При этом в случае компетентности специалистов, занимающихся моделированием, и корректности исходных данных степень достоверности получаемых моделей позволяет не только оценивать происходящие в пласте-коллекторе процессы, но и прогнозировать многие аспекты поведения показателей эксплуатации месторождения вплоть до момента полной выработки извлекаемых запасов. Необходимо также отметить, что применение 3D моделирования – это не только инструмент для выработки технических и технологических решений разработки месторождения, но и достаточно эффективный инструмент расчета и учета влияния экономических факторов, роль которых в современной нефтегазовой отрасли довольно высока,

в связи с чем использование 3D моделей не только снижает капитальные затраты на начальной стадии разработки, но и позволяет существенно упростить выбор варианта разработки, основываясь на произведенных на модели расчетах. Дальнейшее развитие программ моделирования пластовых систем приведет не только к снижению влияния вышеупомянутых недостатков, в том числе, высокого порога вхождения в процесс моделирования, но и позволит специалистам по моделированию более точно организовывать структуру и алгоритмы построения модели посредством использования усовершенствованных систем нейронных сетей и искусственного интеллекта.

Библиографический список

1. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2009. 376 с. – ISBN 978-5-91146-279-6.
2. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р. Оценка качества 3D моделей. М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2008. 272 с. – ISBN 978-5-91146-149-2.
3. Золоева Г.М., Денисов С.Б., Библибин С.И. Геолого-геофизическое моделирование залежей нефти и газа: учеб. пособие. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. 172 с. – ISBN 5-7246-0358-6.
4. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 128 с. – ISBN 5-93972-153-2.
5. Сыртланов В.Р., Майсюк Д.М., Лебедева Е.В. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2008. № 2. С. 54–57. – ISSN 0028–2448.

Рецензент кандидат технических наук, доцент
Иркутского государственного технического университета А.И. Ламбин