

Раздел 4. Гидродинамическое (фильтрационное) моделирование

Тема ЛЕКЦИИ 12 (4.1) ОСНОВЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Учебные вопросы лекции:

1. Принципы фильтрационного моделирования
2. Основные исходные данные для создания гидродинамической модели.
3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

1. Принципы фильтрационного моделирования

Гидродинамическая модель - приближенное описание поведения изучаемого объекта с помощью математических символов.

Этапы гидродинамического (фильтрационного) моделирования:

1. формулирование в математических терминах законов, описывающих поведение объекта;
2. решение прямой задачи, т.е. получение путем исследования модели выходных данных для дальнейшего сопоставления с результатами наблюдений за объектом моделирования;
3. адаптация модели по результатам наблюдения, решение обратных задач, т.е. определение характеристик модели, которые оставались неопределенными;
4. анализ модели, ее модернизация по мере накопления новой информации об изучаемом объекте, постепенный переход к новой более совершенной модели.

1. Принципы фильтрационного моделирования

Важнейшие **сферы применения математического моделирования**:

1. решение так называемых обратных задач по уточнению строения и свойств пласта путем воспроизведения истории разработки, по обработке результатов исследования скважин, по изучению процессов вытеснения на керне и определению фазовых проницаемостей,
2. решение исследовательских задач теории фильтрации, таких как создание моделей течения в неоднородных и трещиновато-поровых средах,
3. изучение механизмов воздействия на пласт и моделирование новых технологий,
4. исследование процессов конусообразования, притока к горизонтальным скважинам и трещинам гидроразрыва и т. п.
5. Особое место занимают аналитические решения, полученные в рамках достаточно простых моделей, но важные для понимания механизмов фильтрационных процессов. Кроме того, аналитические решения применяются для тестирования компьютерных моделей фильтрации.

1. Принципы фильтрационного моделирования

Основные элементы пакета программ для моделирования пласта:

1. Предпроцессор, в котором осуществляется ввод данных о строении и свойствах пласта и пластовых жидкостей, в том числе построение и оцифровка разностной сетки, задание скважин, обработка баз данных с информацией о работе скважин, соединение и согласование информации из различных источников, выбор модели фильтрации, характеристик разностной сетки, методов решения системы уравнений.

2. Постпроцессор, который осуществляет визуализацию результатов расчетов: построение различных карт, графиков, таблиц, анимацию результатов моделирования фильтрационных процессов в пласте. Развитый пакет программ включает в себя несколько моделей фильтрации, которые можно использовать по выбору в зависимости от моделируемого объекта и процесса:

- модели двух- и трехфазной фильтрации несмешивающихся жидкостей (модель нелетучей нефти),
- модель многокомпонентной фильтрации (композиционная модель),
- модель неизотермической фильтрации,
- модели физико-химических методов воздействия на пласт (полимерного заводнения, закачки поверхностно-активных веществ, углекислого газа и т. п.),
- модели фильтрации в среде с двойной пористостью и с двойной проницаемостью для моделирования процессов в трещиновато-поровых коллекторах.

1. Принципы фильтрационного моделирования

На разных стадиях моделирования пласта используются специальные опции, такие как

- масштабирование сеток при переходе от геологической модели к гидродинамической (осреднения данных геологической модели при построении и оцифровке более грубой сетки для моделирования фильтрации),
- построение сеток различных типов (блочной-центрированной, с распределенными узлами, с геометрией угловой точки, прямоугольной, цилиндрической, криволинейной, полигонов Вороного, гибкой, с локальным измельчением),
- выбор методов аппроксимации и решения уравнений (явный или неявный, прямой или итерационный, упорядочение и решение систем линейных уравнений, контроль за сходимостью),
- инициализация (моделирование начального равновесного распределения флюидов в пласте),
- расчет эффективных фазовых проницаемостей и капиллярного давления,
- контроль за работой скважин (задание дебитов, забойных давлений, ограничений для групп скважин).

2. Основные исходные данные для создания гидродинамической модели.

Созданная ранее трехмерная геологическая модель обычно импортируется в гидродинамическую модель. В зависимости от размерности геологической модели, как правило, происходит уменьшение количества ячеек в гидродинамической модели, как минимум, в несколько раз.

Обычно пористость, горизонтальная проницаемость и начальная нефтенасыщенность соответствуют таковым, рассчитанным в геологической модели. Т.е., в ячейках, через которые проходят скважины, они соответствуют параметрам по ГИС. В остальных ячейках модели -трехмерная интерполяция в пределах пласта.

2. Основные исходные данные для создания гидродинамической модели.

При создании гидродинамической модели обычно принимаются следующие **условия и допущения:**

- фильтрация флюидов трехмерная, двухфазная: нелетучая нефть с растворенным газом и минерализованная вода;
- расчет полей давления и насыщенности осуществляется по схеме разностного решения уравнений материального баланса совместно с уравнениями движения для каждой из фаз (закон Дарси, фильтрационная модель Баклея-Левверетта);
- водонапорная область модели задана путем охвата расчетной областью площади водонасыщенной законтурной области, при этом на удаленных гранях расчетной сетки выполняются условия непротекания;
- уровень ВНК принят горизонтальным;
- скелет пласта считается упруго-деформируемым;
- физико-химические свойства нефти зависят от пластового давления и заданы в табличном виде;
- начальное пластовое давление соответствует гидростатическому;
- гравитационные и капиллярные силы учитываются явным образом;
- скважины проходят через центр расчетного блока вертикально;
- значения коллекторских свойств (пористости, проницаемости, песчанистости) в ячейках, через которые проходят скважины, рассчитаны по каротажным диаграммам. Для остальных ячеек заданы путем трехмерной интерполяции в пределах каждого пласта.

3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

На этом этапе путем решения обратной задачи осуществляется идентификация основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. Этот процесс называется воспроизведением истории разработки. Корректируются обычно те параметры, которые имеют наибольшую неопределенность и при этом сильнее влияют на решение; чаще всего это - абсолютные и фазовые проницаемости, объем законтурной области, коэффициент сжимаемости пор, коэффициенты продуктивности и приемистости скважин.

$$S = \sum_{i=1}^n w_i (X_i - X_{oi})^2 .$$

Здесь w_i - весовые коэффициенты, X_j и X_{oi} - расчетные и наблюдаемые значения показателей, по которым ведется подгонка. Это могут быть значения пластового давления, обводненности и газового фактора по отдельным скважинам или по их группам на заданные моменты времени и т. д. Весовые коэффициенты обычно равны единице, но в зависимости от целей подгонки могут изменяться для того, чтобы обеспечить различное влияние отдельных факторов на результирующее решение.

3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

Каких-то особых четких правил, руководствуясь которыми можно было бы быстро и качественно воспроизвести историю, не существует, однако при решении задачи идентификации модели важно понимать, как тот или иной параметр пласта влияет на наблюдаемые показатели:

- средний уровень пластового давления,
- распределение давлений в пласте,
- распределение насыщенности,
- забойные давления.

Средний уровень пластового давления определяется в основном суммарным поровым объемом V_p , в том числе объемом законтурной области, и сжимаемостью пластовой системы c_t :

$$c_t = -\frac{1}{V_p} \frac{\partial V_p}{\partial p}, \quad c_t = (1-m)c_r + m(c_o s_o + c_w s_w + c_g s_g).$$

3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

Распределение насыщенностей изменяется в результате работы добывающих и нагнетательных скважин и влияет на текущие значения обводненности и газового фактора. Соотношения воды, нефти и газа в продукции скважин (в поверхностных условиях) определяются отношением текущих подвижностей фаз и объемных коэффициентов:

$$\frac{Q_{0w}}{Q_{0o}} = \frac{k_{rw} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_w B_w};$$
$$\frac{Q_{0g}}{Q_{0o}} = R + \frac{k_{rg} \mu_o B_o}{k_{ro} \mu_g B_g}.$$

3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

Воспроизведение забойного давления при заданных дебитах скважин осуществляется путем подбора коэффициентов продуктивности или приемистости скважин, определяющих их пропускную способность. Если пластовое давление p_0 в ячейке, в которой расположена скважина, уже воспроизведено на модели, то коэффициент продуктивности PI должен удовлетворять соотношению

$$Q_0 = PI(p_0 - p_w).$$

3. Адаптация гидродинамической модели или воспроизведение истории разработки месторождения.

При воспроизведении истории разработки (адаптации), следует придерживаться нескольких основных **принципов**:

1. Определение целей воспроизведения истории.
2. Выбор метода воспроизведения истории - ручного или автоматизированного - определяется целями работы, доступными временными и материальными ресурсами.
3. Выбор целевой функции при воспроизведении истории, т. е. фактических показателей разработки, которые будут подгоняться, и критерия успешности процедуры, осуществляется с учетом доступности и качества исходных данных о добыче и закачке и целей исследования.
4. Определение параметров пласта, которые могут быть изменены при воспроизведении истории.
5. Проведение многовариантных расчетов с целью идентификации модели.
6. Проверка критерия воспроизведения истории, определенного в п. 3. Если критерий выполнен, то задача идентификации модели решена. В противном случае, осуществляется переход к п. 4 с целью выбора новых параметров для корректировки в соответствии с ранжированием.



Вопросы для самоконтроля

1. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. Утвержден и введен в действие Приказом Минтопэнерго России N 67 от 10.03.2000.
2. Тынчеров К.Т., Горюнова М.В. Практический курс геологического и гидродинамического моделирования процесса добычи углеводородов: учебное пособие / К.Т.Тынчеров, М.В.Горюнова – Октябрьский: издательство Уфимского государственного нефтяного технического университета, 2012, 150 с.
3. Закревский К.Е., Майсюк Д.М., Сыртланов В.Р «Оценка качества 3D моделей» М.: ООО «ИПЦ Маска», 2008 - 272 стр.



Окончание...

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!