

РАЗДЕЛ I

ОБ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПО ДАННЫМ ИСТОРИИ ИХ РАЗРАБОТКИ

М.Т.Абасов, Т.М.Ибрагимов, В.С.Мамиев, Г.И.Джалалов

*Институт проблем глубинных нефтегазовых месторождений
АН Азербайджана, 370143, Баку, пр. Г.Джавида, 33*

Известно, что достоверность прогнозирования технологических показателей и расчет различных вариантов доразработки месторождений нефти и газа зависят от качества воспроизведения истории, т. е. от адаптации гидродинамических моделей углеводородных залежей по данным истории их разработки (в зарубежной литературе их часто называют history match). Обычно этот процесс является очень трудоемким и отнимает у исполнителей, в среднем, более 70–80 % общего времени, затрачиваемого на процесс моделирования [2, 4, 7]. При сопоставлении основных технологических показателей разработки с расчетными данными определяется и (или) уточняется ряд важных параметров, после чего модель с заданной точностью имитирует процесс [5, 6, 8]. Лишь при должном совпадении расчетных и фактических данных разработки можно быть уверенным в достоверности прогнозируемых показателей.

Процесс адаптации модели [11] с математической точки зрения является обратной задачей, поэтому необходимо установить, какие показатели подлежат определению и какие из них должны быть при этом использованы как идентифицируемые или управляющие.

Известно, что входящие в гидродинамические модели параметры и комплексы характеризуют углеводородную и приуроченную к ней водоносную части залежи, работу скважин и др. Естественно, что установление циклов и очередности определения параметров является важной задачей. При этом какие-то параметры или комплексы следует уточнить, а какие-то неизвестные просто подлежат определению.

В качестве примера рассмотрим несколько подробно этот вопрос по отношению к некоторым параметрам. Известно, например, что пористость, проницаемость и толщина по данным ГИС определяются только в дискретных точках (скважинах), причем степень их достоверности неодинакова. К числу относительно достоверных параметров можно отнести толщину. Тогда, зная ее значения по скважинам и используя известные алгоритмы интерполяции по значениям в точках, можно ее аппроксимировать, предполагая ее гладкой функцией. Аналогично поступаем с пористостью. Что касается проницаемости, то при совместной фильтрации флюидов справедлив обобщенный закон Дарси, т. е. предполагается существование функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Как правило, такие данные либо отсутствуют полностью, либо основаны на экспериментальных данных, проведенных на кернах, которые также непосредственно не могут быть использованы при гидродинамических расчетах. Поэтому функции ОФП, даже при их наличии, должны быть перемасштабированы на реальную полномасштабную модель (либо определены) на основе сравнения расчетных и фактических данных разработки.

Функции ОФП приняты в соответствии с [1, 9, 19] в виде

$$K_{rl} = \alpha_l \left(\frac{S_l - S_{l\min}}{S_{l\max} - S_{l\min}} \right)^{\beta_l}, \text{ если } S_{l\min} \leq S_l \leq S_{l\max},$$

где $S_{l\max}$ – максимальная насыщенность l -ой фазы, $S_{l\min}$ – минимальная (связанная или остаточная) насыщенность l -ой фазы, α_l и β_l – некоторые коэффициенты, которые определяются при необходимом совпадении расчетных и фактических показателей разработки. Выбор такого вида функции ОФП объясняется тем, что они хорошо согласуются с данными, определенными лабораторными и теоретическими исследованиями.

Выбор управляющих и определяемых параметров производился с использованием современных методов оценки устойчивости и чувствительности, а установление этапов и наиболее эффективной последовательности решения задач идентификации проводилось с обеспечением устойчивого и монотонного приближения к определяемым значениям варьируемых пара-

метров и комплексов в пределах допустимых интервалов их изменения. В результате оказалось целесообразным иметь, в общем случае, пять этапов.

Первый этап предусматривает установление правильности подсчета запасов.

На втором этапе целесообразно провести уточнение данных о водоносной части пласта путем сопоставления фактических и расчетных значений среднего пластового давления в нефтяной части залежи, предварительно правильно определенных в граничных условиях на скважинах и с суммарными отборами флюида.

На третьем этапе рекомендуется определять значения функций ОФП. Для этого определяются значения функций ОФП для газа и в целом по жидкости (жидкий углеводород и вода). При этом могут возникнуть случаи, когда большой период разработки или отдельные участки залежи могут потребовать различных значений ОФП.

На четвертом этапе уточняются значения ОФП отдельно для жидкого углеводорода и воды. При определениях функций ОФП следует добиваться также минимизации отклонений фактических расчетных значений отборов (и закачек) по фазам.

На пятом этапе известными гидродинамическими методами проводится сравнение фактических и расчетных значений забойных давлений в скважинах, при этом уточняется также ряд параметров, характеризующих работу скважин.

В заключение отметим, что такая работа была проведена для конкретного объекта, где с приемлемой достоверностью были установлены прогнозируемые показатели. Для этого полный период истории разработки разбивался на два этапа: I этап – 75% времени истории разработки использовались в качестве исходных данных при адаптации; II этап – на основе данных 25% времени последних годов разработки давалась оценка достоверности прогнозируемых показателей.

На рис. 1-4 приведены некоторые результаты расчетов с использованием программы Пакета TurVid (см. [10]).

При достижении приемлемых результатов гидродинамическая модель используется для прогнозных расчетов. Рассмотрение же различных вари-

антов разработки с применением таких мероприятий как добуривание, возврат, применение новых методов увеличения нефтеотдачи, по общепринятой методике позволяет выбрать эффективную систему доразработки залежи.

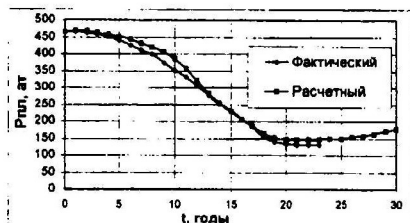


Рис.1. Динамика пластового давления

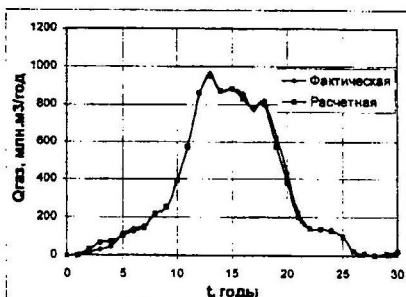


Рис.2. Сравнение фактических и расчетных значений добычи газа

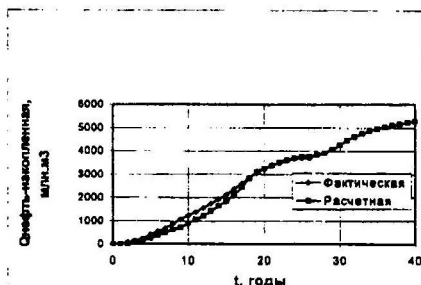


Рис.3. Сравнение фактических и расчетных значений накопленной добычи нефти

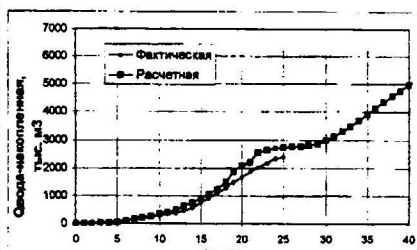


Рис.4. Сравнение фактических и расчетных значений накопленных отборов воды

Выводы. Создан обобщенный метод адаптации гидродинамической модели углеводородной залежи по данным истории ее разработки. При этом установлены циклы и наиболее эффективная последовательность решения задач идентификации, обеспечивающие устойчивое и монотонное приближение к определяемым значениям варьируемых параметров и комплексов в пределах допустимых интервалов их изменения, а также выбраны управляющие и подлежащие определению параметры.

Разработанный подход позволяет автоматизировать, либо выполнять процесс адаптации интерактивно, а также существенно уменьшить время выполнения работы при повышении ее точности. Он может быть реализо-

ван при использовании любого из имеющихся пакетов программ определения технологических показателей разработки месторождений нефти и газа.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абасов М.Т., Палатник Б.М., Закиров И.С. *Идентификация функций относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации* // Докл. Академии наук СССР. Геология. – 1990. – № 4. – Т. 312.
2. Азиз Х., Сеттари Э. *Математическое моделирование пластовых систем*: Пер. с англ. – М.: Недра, 1982 – 407 с.
3. Асадов А.И., Мамиев В.С., Мусаев Г.М., Гасымов Г.Г. *Гидродинамическое моделирование процесса одной жидкости другой по данным физического моделирования* // Труды межд. симп. "Проблемы математического моделирования, управления информационных технологий в нефтегазовой промышленности". – Азербайджан, Баку, 21–26 сентября 1998 года.
4. Генри Б. Кричлоу. *Современная разработка нефтяных месторождений – проблемы моделирования*. Пер. с англ. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
5. Джалалов Г.И., Ибрагимов Т.М. *Методика идентификации фильтрационных и емкостных параметров деформируемых пластов при нестационарной фильтрации флюидов*. – Баку: Изд-во Элм, 1989. – 48 с.
6. Джалалов Г.И., Ибрагимов Т.М. *Вариационный метод идентификации параметров глубокозалегающих пластов при нестационарной фильтрации нефти и газа* // Изв. АН Аз. ССР, сер. наук о Земле. – 1990. – № 3–4. – С. 45–49.
7. Закиров И.С. *Уточнение модели пласта по фактическим данным разработки месторождения* // Геология нефти и газа. – 1997. – № 11. – С. 43–48.
8. Ибрагимов Т.М. *Идентификация параметров трещиноватых пластов при нелинейной нестационарной фильтрации нефти и газа*. – Дисс. ... канд. техн. наук. – Баку, ИПГНГМ АН Азерб., 1989. – 136 с.
9. Мамиев В.С. *Численное моделирование процессов двухфазной фильтрации с учетом сегрегационных эффектов*. – Рук. деп. в ВИНТИ 13.01.1988 г. – № 240-В88. – 50 с.

10. Мамиев В.С., Ибрагимов Т.М. *О моделировании процессов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений на основе пакета прикладных программ TurVid* // Тезисы докл. научно-техн. конф., посв. 70-летию АзНИПИ, 1998.

11. Индельман П.В., Кац Р.М. *Об адаптации модели двумерной двухфазной фильтрации слабосжимаемых жидкостей при проектировании разработки нефтяных месторождений* // Сб. науч. тр. Всесоюз. науч.-исслед. ин-та. – 1982. – Вып. 81. – С. 28–35.