

Синхронизация подмоделей пластовых систем в рамках механики многофазных сред

Байков В.А.*,**, Коновалова С.И.*, Рыкус М.В.*, Абдрашитов К.Х.*, Байков И.В.*, Сакаев Р.Ф.*

* ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа

**ГОУ ВПО УГАТУ, Уфа

Представлена методика построения и адаптации цифровой 3D модели месторождения, параметры которой согласованы с фактическими данными эксплуатации скважин и исходной геолого-геофизической информацией.

Продуктивные пласты объекта моделирования представляют собой терригенные отложения с глинисто-карбонатным цементом, а также первичные карбонатные отложения. Глинистость и карбонатность горных пород вводятся через нормированные значения стандартных методов ГИС: гамма каротажа и нейтронного гамма каротажа. При построении петрофизической модели использовались следующие многопараметрические зависимости, связывающие фильтрационно-емкостные свойства горных пород с содержанием глинистого и карбонатного цемента:

$$\varphi = \frac{1}{a + e \sqrt{\frac{A_{ГК}^2 + A_{НГК}^2}{A^2 + B^2} + c}},$$

$$S_w^* = e^{a_1 \left(\frac{A_{ГК}^2 + A_{НГК}^2}{A^2 + B^2} \right) + b_1 \sqrt{\frac{A_{ГК}^2 + A_{НГК}^2}{A^2 + B^2} + c_1}},$$

$$K = D \varphi^n \left(\frac{S_w^*}{1 - S_w^*} \right)^{-l},$$

где φ – пористость, д.е., S_w^* – остаточная водонасыщенность, д.е., K – проницаемость, мД, $A_{ГК}$ – двойной разностный параметр гамма каротажа, $A_{НГК}$ – двойной разностный параметр нейтронного гамма каротажа, $A, B, a, b, c, a_1, b_1, c_1, D, n, l$ – параметры, определенные по данным эксплуатации скважин и данным керна с учетом выделенных типов фаций.

Для надежного прогноза распределения петрофизических свойств и корректного моделирования литологии была построена фациальная модель для терригенного коллектора. Применялась методика распознавания форм диаграмм гамма каротажа на основе машинного обучения на экспертной выборке данных с последующим использованием нейронных сетей. Параметры петрофизических зависимостей определены для каждого типа фаций.

Для распространения геологических особенностей коллекторов при построении 3D геологической модели применяется моделирова-

ние геофизических полей с учетом выделенных типов фаций, которые в дальнейшем интерпретируются с помощью петрофизических зависимостей. Преимуществом моделирования геофизических полей являются возможность непосредственной интеграции петрофизических зависимостей в гидродинамическую модель.

В процессе адаптации 3D цифровой геолого-гидродинамической модели месторождения проведено согласованное варьирование петрофизических, геологических и гидродинамических параметров. В качестве целевой функции, являющейся мерой близости настраиваемой модели к фактическим данным разработки, была выбрана суммарная невязка дебитов скважин за все время. Достигнута удовлетворительная интегральная сходимость за минимальное число итераций.

Представленная методика позволяет согласованно учитывать геолого-геофизическую и промысловую информацию на ранних этапах моделирования для определения ФЕС, непосредственно интегрировать петрофизические зависимости в гидродинамическую модель и автоматизировать процессы адаптации модели.

Замыкающие соотношения в системе уравнений фильтрации обеспечивают синхронную корректировку параметров петрофизической, геологической и гидродинамической подмоделей при автоматической адаптации на историю разработки.

Распознавание фаций методами машинного обучения дает возможность оперативного выделения разнофациальных тел с распространением ФЕС в пределах границ фаций, что обеспечивает пространственный контроль геологической неоднородности объектов разработки и обоснованную с геологической точки зрения адаптацию на историю разработки.

Синхронизация подмоделей с автоматическим распознаванием фаций позволяет сократить время построения, минимизировать ошибки при адаптации и повысить уровень прогнозной способности геолого-гидродинамических моделей.