

Повышение точности оценки продуктивности пласта при помощи учета статистических данных о его свойствах

*Д.М. Оленчиков, А.Е. Сапожников, Н.А. Штин, Д.С. Чебкасов
(ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр»)*

Необходимость прогнозирования продуктивности скважин возникает при планировании бурения и переходе на другой горизонт. При этом, кроме данных о работе месторождений-аналогов, практически единственным источником информации являются результаты интерпретации ГИС, в частности, пористость. Обычно пористость пересчитывается в проницаемость по результатам лабораторных исследований керна. При этом корреляция между этими параметрами, как правило, очень слабая (особенно для карбонатных коллекторов).

Другой причиной низкой точности прогноза является неоднородность свойств пласта. Пористость, определенная по данным ГИС, является локальным свойством и характеризует пласт лишь вблизи скважины. Продуктивность же является свойством «ячейки» межскважинного пространства (макросвойством). Таким образом, продуктивность скважины должна определяться с учетом не только пористости вблизи скважины, но и статистических закономерностей неоднородности свойств пласта в межскважинном пространстве.

В работе предложен подход, основанный на анализе серии тестовых гидродинамических моделей, в которых пористость в ячейках распределяется случайным образом в соответствии со статистическим распределением, полученным при исследовании керна или по ГИС. Проницаемость вычисляется также с помощью зависимости, установленной для керна. Для каждой гидродинамической модели выполняется расчет, по результатам которого определяется продуктивность скважины. По результатам серии (несколько десятков или сотен) расчетов получают статистическую зависимость продуктивности скважины от пористости с учетом неоднородности свойств пласта («макрозависимость»).

По результатам апробации предложенного подхода сделаны следующие выводы:

- макрозависимость продуктивности от пористости более соответствует фактическим данным эксплуатации объектов разработки, чем зависимость, полученная по керну;
- макрозависимость продуктивности от пористости линейная (независимо от вида петрофизической зависимости);
- при выборе размерности тестовых гидродинамических моделей необходимо учитывать степень неоднородности свойств пласта.