

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ ПО ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ

Д.В.Булыгин, В.А.Локотунин

*Казанский государственный университет*

*420008, Казань, ул. Кремлевская, 18*

*ГУП "Геоцентр РТ", Казань, ул. Зинина, 4*

При проведении гидродинамических расчетов вытеснения нефти водой необходимо знать относительные фазовые проницаемости (ОФП) и связанные с ними параметры. Для слоисто-неоднородного пласта на основе модели фильтрации по схеме "струй" [1] и геолого-промысловых данных построены модифицированные ОФП вероятностно-статистическим методом. Эти ОФП позволяют свести трехмерную модель вытеснения нефти водой к квазитрехмерной и существенно упростить расчеты больших нефтяных площадей.

В случае аппроксимации гистограммы проницаемости логнормальным распределением со средне-квадратичным отклонением  $K_{\sigma}$  ОФП имеют вид

$$k_b(s) = 0.5 \cdot \epsilon_b \cdot [1 - \operatorname{erf}((i - K_{\sigma}) / \sqrt{2})], \quad k_n(s) = 0.5 \cdot \epsilon_n \cdot [1 - \operatorname{erf}((i - K_{\sigma}) / \sqrt{2})].$$

Без перехода к конкретному вероятностному распределению абсолютной проницаемости по толщине слоистого пласта кривые ОФП можно вычислить по простым формулам, сглаживая их зависимостями степенного типа методом наименьших квадратов:

$$k_b(s) = \epsilon_b \cdot \sum_{i=1}^{i_0} k_i \cdot h_i / K_N \approx \epsilon_b \cdot \bar{s}^a, \quad k_n(s) = \epsilon_n \cdot \sum_{i=i_0+1}^n k_i \cdot h_i / K_N \approx \epsilon_n \cdot (1 - \bar{s})^b.$$

Адаптация построенных ОФП по геофизическим данным к объекту исследования производится с привлечением промысловой информации путем сближения расчетных и фактических показателей разработки.

На основе полученных ОФП, в зависимости от коэффициента вариации проницаемости по толщине слоистого пласта, можно оценить текущую нефтенасыщенность, насыщенность на фронте вытеснения, выделить комплекс  $K \cdot N$  и другие параметры, необходимые для проведения прогнозных расчетов нефтяных площадей.

## ЛИТЕРАТУРА

Булыгин Д.В. Булыгин В.Я. *Геология и имитация разработки залежей нефти*. – М.: Недра, 1996. – 382 с.

### МОДИФИЦИРОВАННЫЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ В МОДЕЛИ «СХЕМА СТРУЙ»

В.Я.Булыгин, И.Т.Усманов

*НИИ математики и механики им. Н.Г.Чеботарева  
Казанского государственного университета  
420008, Казань, ул. Университетская, 17*

Рассматривается поведение модифицированных относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в рамках модели “схема струй” [1], [2]. Согласно «схеме струй», модифицированные ОФП представляются в виде

$$k_B^M = \frac{k_{BO}}{K_H} \int_0^{H_0} k(z) dz, \quad k_H^M = \frac{k_{HO}}{K_H} \int_{H_0}^H k(z) dz, \quad K_H = \int_0^H k(z) dz.$$

В зависимости от распределения проницаемости (рассматривалось их поведение в зависимости от обратной к  $k(z)$  функции  $z(K)$  в одном и том же интервале изменения проницаемостей  $[K_1, K_2]$ ) получаются различные модифицированные ОФП.

Расчетные показатели разработки по модели “схема струй” адаптируются к фактическим при помощи модифицированных ОФП. Данное исследование позволяет выбирать для адаптации различные виды кривых ОФП.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Булыгин В.Я. *Гидромеханика нефтяного пласта*. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

2. Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. *Геология и имитация разработки залежей нефти*. – М.: Недра, 1996. – 382 с.