

М.В. Данилов, В.Н. Дубовецкий

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Задачей эксперимента являлась оценка коэффициента пористости продуктивных коллекторов и точности вычислений с применением треугольных функций принадлежности по сравнению с функциями произвольной формы. Вычисления производились по формулам с использованием двух геофизических методов АК и НГК и последующим согласованием решения, используя операцию пересечения Заде.

Данные для расчета (табл. 1) получены в результате обработки результатов ГИС и заключений по скважине №13139 с учетом погрешностей замера каждой переменной. При этом наиболее правдоподобное значение параметра функций принадлежности для рассматриваемого пласта рассчитывается по следующей формуле:

$$\bar{x} = \sum_i^N x_i / N,$$

где N – количество измерений метода для текущего пласта. Обычно $N = H/0,2$, где H – мощность пласта.

Таблица 1

Исходные данные для расчета коэффициента пористости

№ пласта	Подошва	Кровля	АК			НГК		
			Мин	НП	Макс	Мин	НП	Макс
1	977,2	980,8	215,228	228,889	240,944	1,341	1,531	1,985
2	982,0	985,2	198,908	208,944	225,118	1,459	1,602	1,763
3	988,0	992,0	181,599	193,616	202,864	1,763	1,969	2,156
4	998,8	1002,0	199,897	209,584	223,140	1,526	1,720	2,065
5	1003,6	1004,8	233,526	238,824	242,922	1,400	1,434	1,459
6	1004,8	1011,6	188,028	222,355	252,813	1,407	1,900	2,481
7	1016,8	1020,0	179,621	192,819	216,217	1,607	2,051	2,267
8	1021,6	1025,2	211,271	217,987	223,635	1,778	1,968	2,126
9	1025,2	1029,6	204,842	216,149	227,591	1,567	1,801	2,111
10	1031,0	1032,8	201,381	216,546	233,031	1,489	1,650	1,963
11	1033,6	1034,8	206,326	213,002	218,689	1,931	2,032	2,119
12	1042,8	1046,4	178,137	185,116	199,402	1,852	2,004	2,304
13	1052,4	1054,0	193,962	199,341	205,831	1,731	1,928	2,225
14	1055,2	1056,8	188,523	197,919	206,326	1,963	2,045	2,252
15	1058,8	1061,4	182,094	190,196	198,908	1,859	2,025	2,178
16	1064,4	1079,6	168,741	186,048	211,766	1,793	2,283	3,096
17	1081,2	1085,6	186,050	207,495	223,140	1,570	1,797	2,111
18	1087,2	1093,2	205,337	238,949	265,176	1,370	1,586	2,052
19	1098,4	1104,8	198,908	205,030	216,217	1,570	1,848	2,230
20	1112,4	1113,6	226,108	262,981	280,940	1,763	1,874	1,985

По данным таблицы можно построить треугольные функции принадлежности для каждого из параметров:

$$\mu(\Delta\tau) = \begin{cases} \frac{\Delta\tau - \Delta\tau_{\min}}{\Delta\tau_{mc} - \Delta\tau_{\min}}, & \Delta\tau_{\min} \leq \Delta\tau \leq \Delta\tau_{mc} \\ \frac{\Delta\tau - \Delta\tau_{\max}}{\Delta\tau_{mc} - \Delta\tau_{\max}}, & \Delta\tau_{mc} \leq \Delta\tau \leq \Delta\tau_{\max}, \end{cases}$$

где $\Delta\tau_{\min}$, $\Delta\tau_{mc}$, $\Delta\tau_{\max}$ – соответственно минимальное, среднее (наиболее правдоподобное) и максимальное значение АМ в пределах текущего пласта.

$$\mu(I_{HM}) = \begin{cases} \frac{I_{HM} - I_{HM \min}}{I_{HM \text{мс}} - I_{HM \min}}, & I_{HM \min} \leq I_{HM} \leq I_{HM \text{мс}} \\ \frac{I_{HM} - I_{HM \max}}{I_{HM \text{мс}} - I_{HM \max}}, & I_{HM \text{мс}} \leq I_{HM} \leq I_{HM \max}, \end{cases}$$

где $I_{HM \min}$, $I_{HM \text{мс}}$, $I_{HM \max}$ – соответственно минимальное, среднее (наиболее правдоподобное) и максимальное значения НГК в пределах текущего пласта (рис. 1).

Функции принадлежности могут быть построены более точно с использованием дополнительной информации о методах исследования керна, погрешности соответствующих приборов, данных исследования для всех скважин и т.д. Однако особенности применяемого численного метода позволяют работать с функциями любого вида.

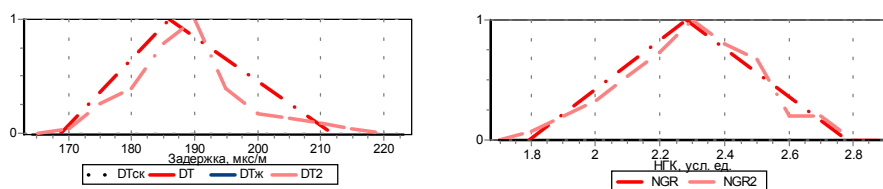
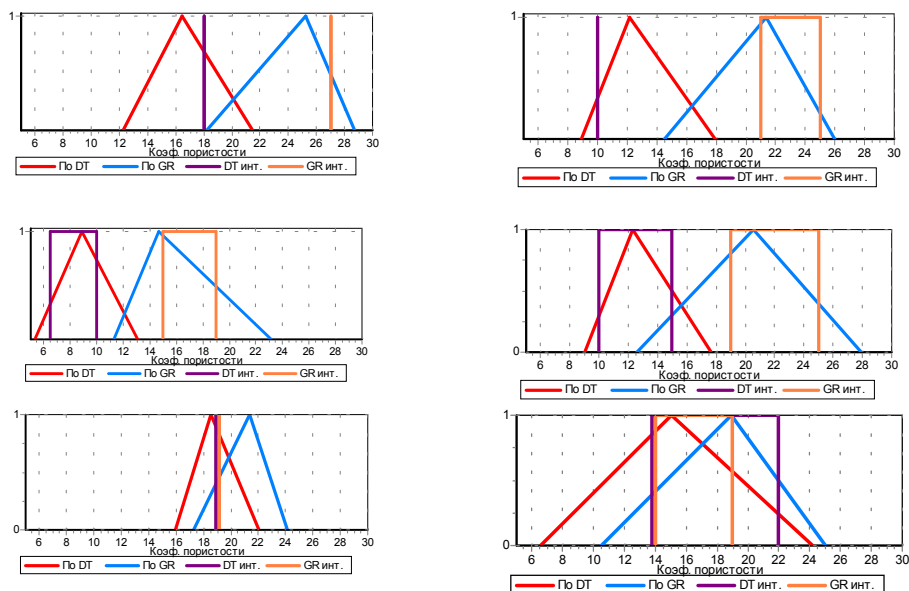


Рис. 1. Функции принадлежности для методов АК и НГК

На рис. 2 приведены результаты оценки коэффициента пористости, а также заключения о пористости, полученные интерпретаторами ОАО Башнефтегеофизика без использования автоматизированных систем по скважине №13139 по двум методам DT (акустический каротаж) и GR (нейтронный гамма-каротаж).



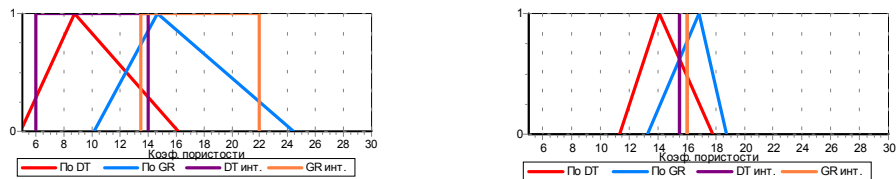
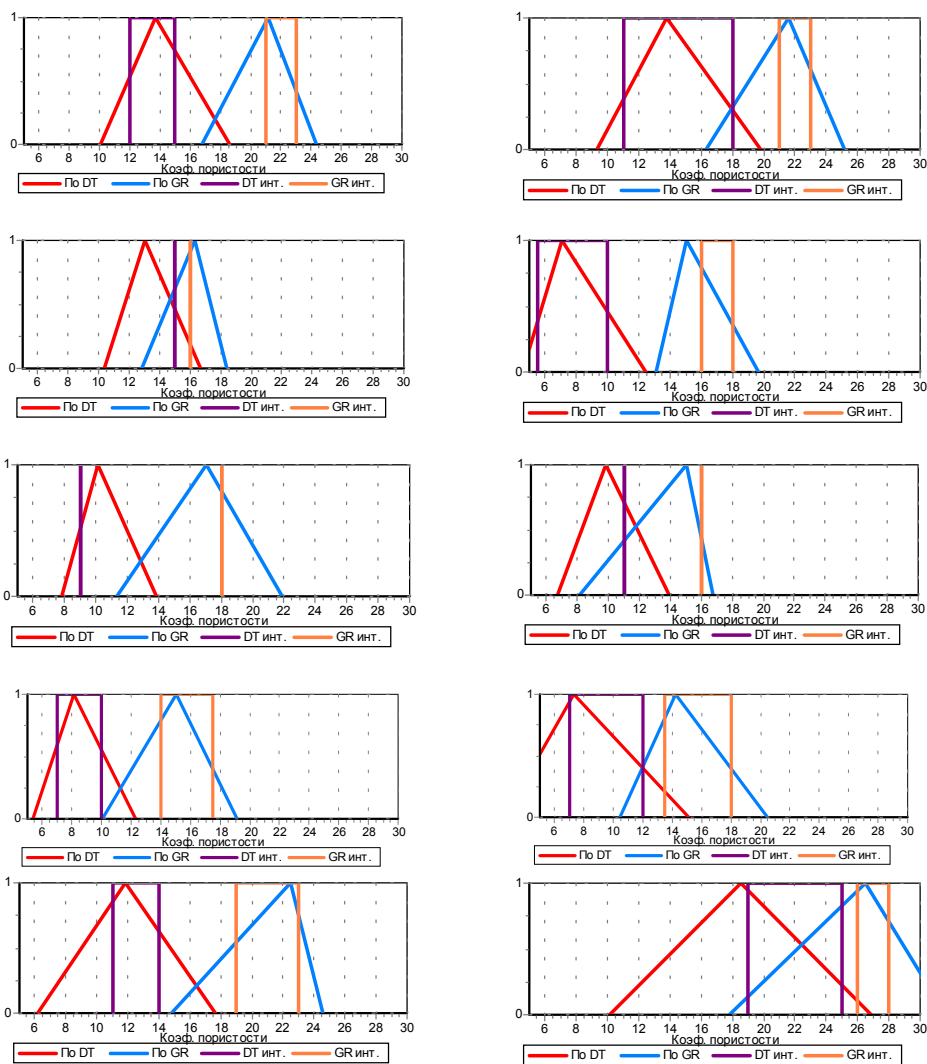
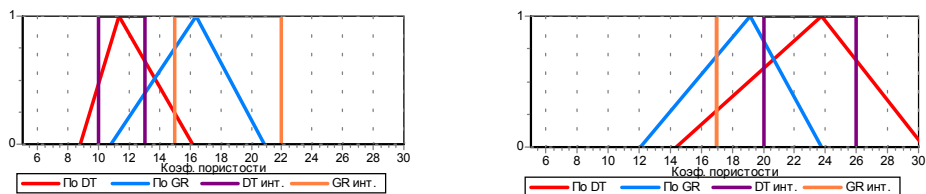


Рис. 2. Функции принадлежности для коэффициента пористости





Окончание рис. 2. Функции принадлежности для коэффициента пористости

На рис. 3 приведены результаты сравнения расчета коэффициента пористости с использованием треугольных функций принадлежности (DT, GR) и произвольных (DT2, GR2).

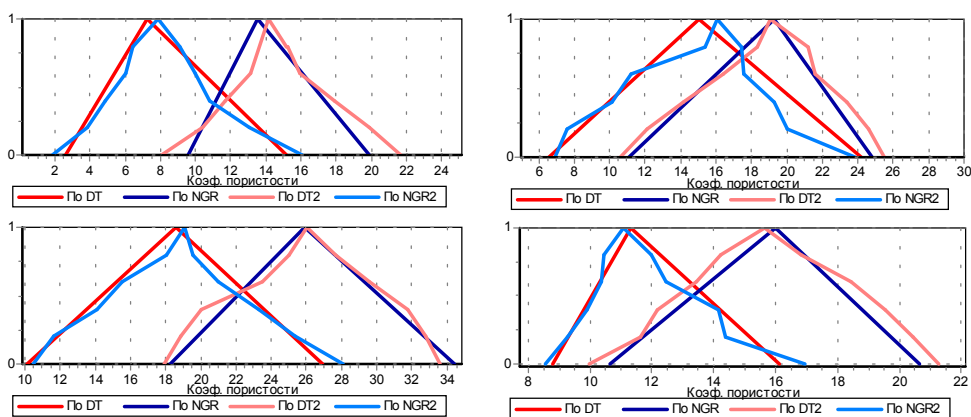


Рис. 3. Треугольные и произвольные функции принадлежности

Как показывают расчеты (табл.2), решения, полученные с применением арифметических операций над функциями принадлежности треугольного вида, достаточно точно аппроксимируют результат. Ошибка, полученная в результате применения операции пересечения Заде, дает разницу в согласованном решении не более 6%. То есть аппроксимация треугольными функциями дает достаточную точность оценки точки максимума результирующей функции.

Таблица 2

Результаты расчета коэффициента пористости

Компьютерные и информационные технологии в науке, инженерии и управлении

№ пласта	Подошва	Кровля	Треугольная ФП			Сложная ФП			Расхождение
			АК	НКГ	Принят.	АК	НКГ	Принят.	
1	977.2	980.8	16.2	25.1	20.0	16.3	24.7	19.7	1.3%
2	982.0	985.2	12.1	21.8	16.5	13.0	21.7	17.1	3.8%
3	988.0	992.0	9.1	14.5	12.2	8.5	14.3	11.9	2.5%
4	998.8	1002.0	12.4	20.6	15.6	11.8	19.6	15.7	0.6%
5	1003.6	1004.8	18.4	20.3	19.8	18.2	20.3	19.9	0.7%
6	1004.8	1011.6	14.9	18.8	16.9	15.8	17.8	16.5	2.2%
7	1016.8	1020.0	8.8	14.5	12.7	8.0	14.1	13.1	3.5%
8	1021.6	1025.2	14.0	16.9	15.5	13.0	17.4	14.9	4.0%
9	1025.2	1029.6	13.7	21.2	17.6	13.6	20.5	18.5	5.2%
10	1031.0	1032.8	13.9	21.5	17.9	13.7	22.1	17.2	4.0%
11	1033.6	1034.8	12.9	16.4	14.7	13.3	16.3	15.0	1.9%
12	1042.8	1046.4	7.6	14.9	12.8	7.7	14.7	12.9	0.6%
13	1052.4	1054.0	11.4	15.0	12.9	11.9	15.1	13.5	4.3%
14	1055.2	1056.8	9.8	15.1	11.7	10.8	14.2	11.5	1.4%
15	1058.8	1061.4	8.3	13.1	11.4	7.9	12.2	11.3	0.7%
16	1064.4	1079.6	7.5	14.6	11.9	7.8	14.1	11.4	4.3%
17	1081.2	1085.6	11.9	22.6	16.4	12.2	23.3	15.9	3.2%
18	1087.2	1093.2	18.6	26.8	22.7	19.2	26.7	23.0	1.4%
19	1098.4	1104.8	11.3	16.6	13.7	11.0	15.8	13.8	1.1%
20	1112.4	1113.6	18.9	23.7	20.8	18.0	23.7	21.2	2.1%

Средняя скорость расчета составила для треугольной функции принадлежности – 15 мс, для произвольной – 93 мс. Поэтому при расчете петрофизических коэффициентов с использованием операций с нечеткими числами достаточно использовать аппроксимацию функций принадлежности функциями треугольного вида.