

УДК 622.1:528

Инж. ФИЛАТОВА И. В., канд. техн. наук НЕСТЕРЕНКО Б. И. (ДонНТУ)

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ТРЕНД-АНАЛИЗА ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ГРАНИЦ МАРОЧНОГО СОСТАВА УГЛЕЙ

Важнейшим неотъемлемым элементом рациональной разведки и разработки месторождений полезных ископаемых является геометризация недр, включающая в себя совокупность полевых наблюдений, измерений, вычислений и графических построений, проводимых с целью геометрического изображения форм залежей, условий их залегания, пространственного распределения свойств полезного ископаемого и процессов, которые происходят в недрах.

Для графического моделирования показателей свойств полезного ископаемого, распределение которых не является постоянным по любому направлению, используются так называемые поверхности топографического порядка, под которыми понимают поверхности неправильного вида, не имеющие определенного геометрического закона своего образования. К ним относятся как физически существующие поверхности, так и условные (скрытые) поверхности.

Геометризация качественных показателей углей позволяет в наглядной форме охарактеризовать закономерности распределения классификационных показателей марки угля и степень их изменчивости. При геометризации качественных показателей углей одной из основных задач является установление однородных площадей и построение границ марочного состава углей.

Для построения границ марочного состава углей применим метод тренд-анализа, в котором закономерности (тренды) изменения классификационных показателей марки угля выявляются путем сглаживания или аппроксимации данных опробования. При этом скрытые топографические поверхности классификационных показателей марки угля, сравниваются с математическими поверхностями, формы которых задаются различными математическими уравнениями. Аппроксимирующие математические поверхности показателей марки угля описываются полиномами вида [1, 2, 3]:

$$Z(X, Y) = a_0 + a_{10}X + a_{01}Y + a_{11}XY + a_{20}X^2 + a_{02}Y^2 + \dots + a_{m0}X^m + a_{0m}Y^m + a_{mm}X^mY^m, \quad (1)$$

где Z – значение классификационного показателя марки в точке опробования;

X, Y – координаты точек опробования;

a_{mn} – коэффициенты полинома;

m – степень полинома.

Метод полиномиального построения математических моделей поверхностей сталкивается с проблемой определения оптимальной степени описывающих полиномов, так как не всегда более высокая степень полинома дает положительный результат. С увеличением степени полинома не только усложняется сама поверхность, но и усиливается влияние случайных колебаний свойств, что может отрицательно сказаться на надежности аппроксимации.

На рис. 1, в качестве подтверждения вышесказанного, показаны границы марок угля Д, ДГ и Г по пласту I3 шахты «Привольнянская», построенные по толщине пластического слоя у на основании данных геологической разведки пласта и с помощью полиномов различных степеней методом тренд-анализа.

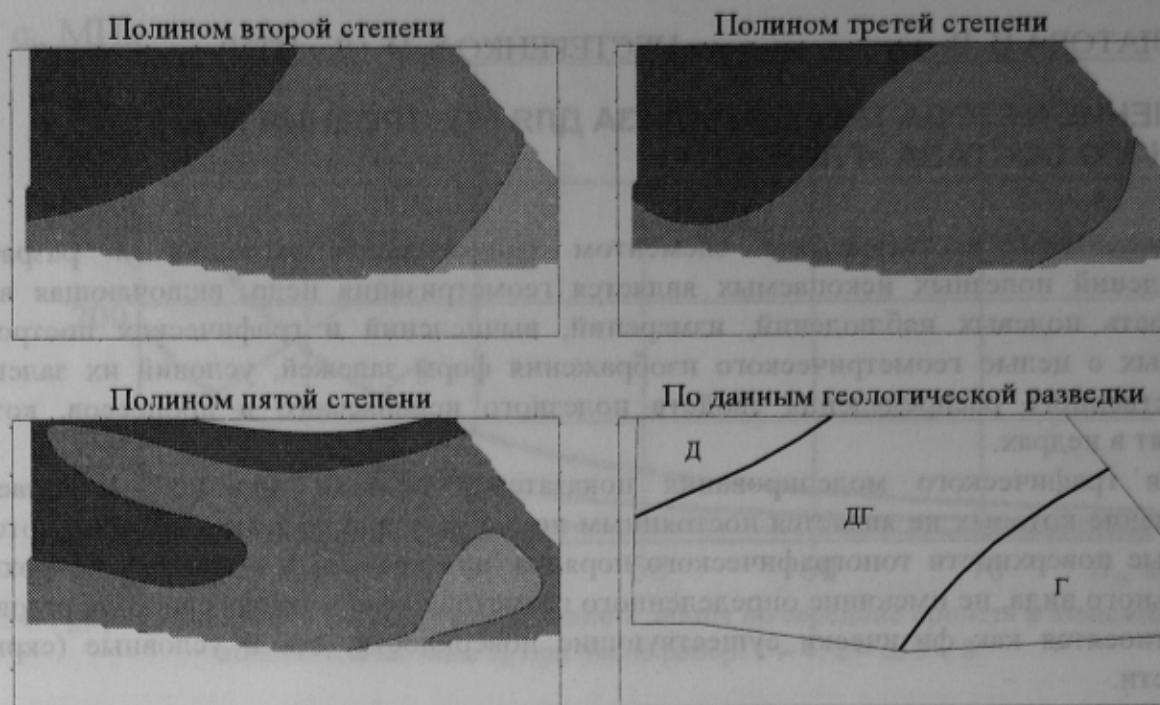


Рис. 1. Результаты построения границ марок угля по пласту 13 шахты «Привольнянская»

Как видно из рис. 1, в рассматриваемом случае при построении границ различных марок угля наибольшую сходимость с результатами геологической разведки имеют границы марок угля, построенные с помощью описывающих полиномов II и III степеней, а не более высокой V степени.

С целью установления оптимальной степени описывающих полиномов при построении границ марочного состава углей методом тренд-анализа был произведен сравнительный анализ различных математических поверхностей со скрытыми топографическими поверхностями, построенными по данным геологической разведки.

Для проведения анализа были использованы данные опробования качественного состава угля по девяти пластам действующих шахт Донбасса. При построении границ марочного состава угля использовались следующие основные классификационными параметрами марки угля:

- средний показатель отражения витринита, R0 (%);
- выход летучих веществ, Vdaf (%);
- толщина пластического слоя, у (мм);
- индекс Рога, RI (ед.);
- теплота сгорания, Qsdaf (МДж/кг).

Соответствие аппроксимирующего полинома скрытой топографической поверхности, построенной по данным опробования, к математической поверхности оценивалось методом наименьших квадратов:

$$\sum_{i=1}^n (Z_{i_{ист}} - Z_{i_{выч}})^2 = \min, \quad (2)$$

где $Z_{i_{ист}}$ – значение классификационного показателя марки угля, определенное по данным опробования в i -той точке;

$Z_{i_{выч}}$ – вычисленное значение классификационного показателя марки угля аппроксимирующей поверхности в i -той точке опробования.

В табл. 1 для различных шахтопластов приведены результаты сравнительного анализа математических поверхностей, описанных полиномами различных степеней, со скрытыми топографическими поверхностями, которые были построены по данным опробования угольных пластов. При построении границ марочного состава угля по отдельным качественным показателям использовались различные объемы выборок, представленные в табл. 1 величиной n .

В качестве критериев выбора степени полинома аппроксимирующей функции использовались коэффициент корреляции и дисперсия.

Табл. 1. Результаты сравнительного анализа математических поверхностей, описанных полиномами различных степеней

Показатель	Степень полинома			
	I	II	III	IV
1	2	3	4	5
пласт L_6 шахта "Ясиновская Глубокая"				
R_0 , $n=16$, среднее значение 1,85%				
Коэффициент корреляции	0,91	0,96	0,99	0,99
Дисперсия	0,08	0,06	0,02	0,02
V^{def} , $n=130$, среднее значение 15,1%				
Коэффициент корреляции	0,58	0,58	0,61	0,61
Дисперсия	2,76	2,75	2,67	2,67
y , $n=77$, среднее значение 7 мм				
Коэффициент корреляции	0,57	0,67	0,71	0,71
Дисперсия	5,11	4,84	4,58	4,54
RI , $n=29$, среднее значение 6 единиц				
Коэффициент корреляции	0,68	0,71	0,84	0,85
Дисперсия	6,79	6,48	5,08	6,79
пласт L_1^I шахта №13 "бис"				
V^{def} , $n=72$, среднее значение 20,7%				
Коэффициент корреляции	0,61	0,63	0,63	0,63
Дисперсия	1,46	1,43	1,29	1,22
y , $n=55$, среднее значение 13,2 мм				
Коэффициент корреляции	0,55	0,59	0,59	0,59
Дисперсия	3,23	2,98	2,84	2,80
пласт k_5 шахта "Горняк-95"				
V^{def} , $n=52$, среднее значение 22,1%				
Коэффициент корреляции	0,61	0,62	0,64	0,65
Дисперсия	1,91	1,92	1,90	1,96
y , $n=18$, среднее значение 14,1 мм				
Коэффициент корреляции	0,44	0,48	0,48	0,48
Дисперсия	3,07	2,95	2,65	2,65
пласт L_1^I шахта "Калиновская Восточная"				
V^{def} , $n=72$, среднее значение 22,5%				
Коэффициент корреляции	0,66	0,66	0,67	0,67
Дисперсия	1,45	1,42	1,31	1,29
y , $n=55$, среднее значение 17,4 мм				
Коэффициент корреляции	0,67	0,67	0,68	0,69
Дисперсия	3,16	3,37	3,00	2,80
пласт d_4 участок "Красноармейский Западный № 2-3"				
R_0 , $n=103$, среднее значение 1,40%				
Коэффициент корреляции	0,79	0,79	0,79	0,79
Дисперсия	0,12	0,10	0,10	0,10
R_0 -расч, $n=595$, среднее значение 1,30%				
Коэффициент корреляции	0,75	0,75	0,75	0,75
Дисперсия	0,07	0,06	0,06	0,06

1	2	3	4	5
y , $n=454$, среднее значение 11 мм				
Коэффициент корреляции	0,02	0,03	0,18	0,19
Дисперсия	2,47	2,16	2,07	2,03
V^{def} , $n=564$, среднее значение 26,4%				
Коэффициент корреляции	0,77	0,78	0,78	0,78
Дисперсия	1,69	1,62	1,61	1,60
Q_s^{def} , $n=120$, среднее значение 8524 кал/г				
Коэффициент корреляции	0,61	0,64	0,64	0,64
Дисперсия	82,9	81,6	78,3	76,9
пласт m_3 шахта им. В.И. Бажанова				
V^{def} , $n=212$, среднее значение 24,4%				
Коэффициент корреляции	0,85	0,85	0,85	0,85
Дисперсия	1,58	1,54	1,51	1,50
y , $n=171$, среднее значение 18 мм				
Коэффициент корреляции	0,74	0,74	0,75	0,75
Дисперсия	3,48	3,32	3,23	3,20
пласт m_3 шахта им. В.И. Бажанова				
V^{def} , $n=272$, среднее значение 34,3%				
Коэффициент корреляции	0,77	0,77	0,83	0,83
Дисперсия	1,25	1,10	1,08	1,06
y , $n=229$, среднее значение 21 мм				
Коэффициент корреляции	0,75	0,75	0,76	0,76
Дисперсия	3,32	3,29	3,21	3,14
пласт I_3 шахта "Привольнянская"				
V^{def} , $n=139$, среднее значение 42,3%				
Коэффициент корреляции	0,00	0,15	0,23	0,23
Дисперсия	2,47	2,43	2,31	2,30
y , $n=105$, среднее значение 7 мм				
Коэффициент корреляции	0,40	0,40	0,41	0,41
Дисперсия	3,23	3,21	3,20	3,20
R_o , $n=46$, среднее значение 0,55%				
Коэффициент корреляции	0,05	0,15	0,16	0,16
Дисперсия	0,04	0,03	0,02	0,02
R_o -расч, $n=105$, среднее значение 0,55%				
Коэффициент корреляции	0,04	0,11	0,11	0,11
Дисперсия	0,03	0,02	0,02	0,02
пласт i_4^1 шахта № "17-17" "бис"				
V^{def} , $n=13$, среднее значение 36,6%				
Дисперсия	3,38	3,15	2,99	-
y , $n=6$, среднее значение 15,5 мм				
Дисперсия	0,08	0,03	-	-
R_o , $n=8$, среднее значение 0,9%				
Дисперсия	0,09	0,08	-	-

Как видно из табл. 1, при построении границ марочного состава углей методом тренд-анализа целесообразно использовать описывающие полиномы II и III степеней, т.к. построенные с их помощью математические поверхности имеют наибольшую сходимость со скрытыми топографическими поверхностями, построенными по данным опробования пласта.

Полученные выводы подтверждаются материалами исследований и других авторов: в работе [3, 4] наилучшие функции, аппроксимирующие исходные геологические данные, это полиномы третьей степени, в работе [2] – полином второй степени.

Выводы

1. Построение границ марочного состава углей с достаточной степенью надежности можно производить методом тренд-анализа, в котором закономерности (тренды) изменения классификационных показателей марки угля выявляются путем сглаживания или аппроксимации данных опробования.
2. Увеличение степени полинома аппроксимирующей математической поверхности показателей марки угля не повышает надежность аппроксимации.
3. При построение границ марочного состава углей методом тренд-анализа целесообразно использовать описывающие полиномы II и III степеней.

Литература

1. Дэвис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии: Пер. с англ. В 2 кн. – М.: Недра, 1990. – Кн.2. – 427 с.: ил.
2. Забигайло В.Е., Лукинов В.В., Пимоненко Л.И., Сахневич Н.В. Тектоника и горно-геологические условия разработки угольных месторождений Донбасса. – Киев: Наукова думка, 1994. – 152 с.
3. Поротов Г.С. Математические методы моделирования в геологии: Учебник. – СПб, 2006. – 223 с.
4. Поротов Г.С. Основы статистической обработки материалов разведки месторождений. – Л.: ЛПИ, 1985. – 97 с.

© Филатова И. В., Нестеренко Б. И., 2007

УДК: 622.243.14

Канд. техн. наук ФИЛИМОНЕНКО Н. Т., канд. техн. наук КАРАКОЗОВ А. А. (ДонНТУ)

ДВИЖЕНИЕ ШЛАМА В ПУЛЬСИРУЮЩЕМ ВЗВЕСЕНЕСУЩЕМ ПОТОКЕ, ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ

Поглощения промывочной жидкости входит в группу самых распространенных осложнений при бурении скважин. Работы по их ликвидации – длительны, трудоемки и дорогостоящи. Вынужденное прерывание процесса бурения, необходимое для изоляции проницаемой зоны, приводит к снижению производительности буровых работ и в случае отсутствия положительного результата – к дополнительным затратам на производство и доставку промывочной жидкости.

Практика показывает, что при бурении в зонах поглощения в большинстве скважин устанавливается уровень жидкости, который можно использовать для внутрискважинной промывки погружными насосами. В условиях дефицита или отсутствия воды – это единственная возможность продолжать бурение. Однако при внутрискважинной промывке очистка жидкости в процессе бурения возможна только от осаждающейся (седиментирующей) части твердой фазы взвесенесущего потока путем ее постоянного сбора в шламовую трубу и удаления из скважины после окончания рейса. Остальная ее часть, непрерывно циркулируя с постоянно возрастающей концентрацией, загрязняет и утяжеляет буровой раствор. Это приводит к ухудшению работы и повышенному износу породоразрушающего инструмента, способствует повышению энергоемкости процесса разрушения горной породы, увеличивает вероятность прихвата бурового снаряда, провоцирует дальнейшее поглощение жидкости вследствие увеличения ее гидростатического давления, снижает надежность работы погружного насоса в загрязненной среде. Поэтому применительно к внутрискважинной промывке актуальной является проблема удержания концентрации твердой фазы в жидкости в течение рейса бурения на минимальном уровне.