**Опыт автоматизированного построения границ марок угля с использованием экспертной системы**

Инж. Филатова И.В. (ПО Укруглегеология)

На всех этапах освоения угольного месторождения эксплуатация) основным материалом для принятия технических и технологических решений явлется модель месторождения, устанавливающая закономерности размещения полезного ископаемого и его свойств в пространстве. От степени ее достоверности, детальности и оперативности учета изменений зависит качество принимаемых решений.

Наиболее перспективными являются цифровые модели месторождения, позволяющие использовать математический аппарат, повысить точность и оперативность при поиске, обработке и обновлении данных.

Полезные ископаемые в недрах обычно недоступны непосредственному изучению. Основным источником для них является геологическая разведка и ее основное средство – опробование.

Показатели для создания модели месторождени определяются в отдельных точках подземного пространства. По этим дискретным данным необходимо построение непрерывной полно определенной модели месторждения, позволяющей изучать значения интересующего показателя в любой заданной точке недр, что достигается использованием различных методов интерполяции и экстраполяции.

Результаты опробования пласта гелогоразведочными скважинами следует рассматривать как систему нерегулярно расположенных данных, что подразумевает неравенство расстояний между ними. При этом имеется много окон пропуска информации.

Для выполнения различных расчетов требуется определение значений данных, в точках, удовлетворяющих каким-либо требованиям. Суть этих требований сводится к двум задачам: получению значений данных в точках с определенными координатами и определению координат точек с заданным значениям данных.

Эти задачи можно решить различными методами:

приведением уравнений с частными производными к дифференциальным уравнениям путем разделения переменных, решением характеристического уравнения или методом характеристик;

приведением ковариационной задаче и решением ее прямыми методами;

приведением к итегральному уравнению, которое можно решить прямыми методами или с помощью методов аппроксимации;

методом возмущений для решения задачи в собственных значениях;

разностными методами для численного решения.

В связи с выходом нового стандарта промышленной классификацией углей ДСТУ 3472-96 и на основании приказа Минуглепрома Украины от 01.04.1997 № 126 по всем шахтам должна быть произведена перемаркировка углей по пластам, состоящим на их балансе.

Классификационные показатели марочного состава углей в течение последних пятидесяти лет изменялись несколько раз (таблица 1). Это обусловило значительно разницу в количестве данных опробования по показателям на площадях шахтопластов (таблица 2).

Таблица 1 – Классификационные показатели марочного состава углей Донбасса

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Нормативный документ | Классификационные показатели | | | | | | |
| Отража-тельная способ-ность витри-нита | Выход  лету-чих | Толщина пласти-ческого слоя | Индекс  Рога | Тепло-творная способ-ность | Коли-чество марок угля | Наличие техно-логи-ческих групп |
| До 1957 года | - | + | + | - | - | 7 | - |
| ГОСТ 8180-56 | - | + | + | - | + | 9 | + |
| ГОСТ 8180-75 | - | + | + | + | + | 8 | + |
| ГОСТ 25543-88 | + | + | + | + | + | 13 | - |
| ДСТУ 3472-96 | + | + | + | + | + | 8 | - |

Таблица 2 – Результаты опробования пластов

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Шахта | Пласт | Количество сква-жин | Пока-затель клас-сификации | Количество проб | Знчение показателя | | Марка угля по показателю |
| Мин | Макс |
| Никанор-Новый | k51 | 21 | V | 18 | 6.0 | 11.0 | А и Т |
| Y | 3 | 0 | 0 | А |
| Q | 5 | 35.2 | 35.6 | Т |
| R1 | 4 | 0 | 0 | А |
| Бутовка-Донецкая | n1 | 77 | R0 | 1 | 0.8 | 0.8 | Д, ДГ и Г |
| V | 77 | 33.4 | 46.1 | Д, ДГ и Г |
| Y | 73 | 5 | 16 | Д, ДГ и Г |
| Комсомолец Донбасса | l3 | 195 | R0 | 24 | 2.3 | 2.7 | Т и А |
| V | 189 | 5.4 | 9.3 | Т и А |
| R1 | 15 | 0 | 0 | Т и А |
| Q | 58 | 33.6 | 36.7 | А и Т |
| № 17-17 “бис” | h108 | 55 | R0 | 9 | 0.8 | 1.0 | Г и Ж |
| V | 55 | 30.7 | 41.6 | Г и Ж |
| Y | 46 | 12 | 30 | Г и Ж |

Переход на новый стандарт марочного состава товарного угля был осуществлен в 1996 году, а государственный баланс запасов угля по прежнему составлялся по старым маркам. Минтопэнерго было принято решение в 2000 году полностью перейти на учет запасов угля в недрах в соответствии ДСТУ 3472-96. По различным организационным и экономическим причинам значительное число шахт своевременно не смогли произвести перемаркировку запасов угля, что потребовало сокращения сроков работ в конце года. Ускоренные темпы перемаркировки во многом были обеспечены переходом на автоматизированное построение контуров марочного состава углей.

Основу информационной поверхности промышленных марок состовляет комплекс классификационных параметров, который отражает степень метаморфизма (отражательная способность витринита R0 и выход летучих веществ Vdaf) и технологические свойства угля (толщина пластического слоя y, индекс Рога R1 и теплотворная способность Q). Применение комплекса показателей обусловлено зависимостью большинства показателей оп петрографического состава и степени восстановленности. Продолжительность и амплитуды погружений и поднятий в условиях ннепостоянных градиентов температур очень усложняют пространственное распределение зон метаморфизма, а усложнением тектонического строения района увеличивается степень изменчивости метаморфизма углей.

Пересмотр марочного состава углей производился на базе количества запасов, состоящих на балансе шахт 01.01.2000, с использованием данных кернового опробования скважин всех стадий разведки и данных опробования в горных выработках.

Обычный метод построения границ марочного состава во многом носит субъективный характер. Возле точек пластопересечений на планах подсчета запасов подписывается марка и затем отстраивается граница исходя не из математических зависимостей, а по текстовой информации.

Проверка возможности автоматизации построения контуров изменения марочного состава была произведена по пласту l 3 шахты Привольнянская для толщины пластического слоя. В пределах шахтопласта распределение показателя неравномерно. Последовательным увеличением степени полиномов была произведена оценка изменений поверхности тренда показателя.

Практическое использование автоматизированного метода производилось в следующем порядке:

Формирование базы данных классификационных показателей по данным геологоразведочных скважиин и горных работ.

Экспертная оценка наличия в пределах шахтопласта нескольких марок угля.

Построение поверхностей тренда показателей марочного состава.

Совмещение аппроксимированных поверхностей для формирования границы изменения марочного состава.

Дигитализация границ для переноса их на графическую документацию шахт и Формирования базы данных контуров для электронных планов.

Пересчет количества запасов угля.

Использование автоматизированных методов построений границ марок позволило сократить затраты времени на перемаркировку и повысить уровень объективности оценки марок угля. Кроме того, был выявлен ряд недостатков традиционных ручных методов и графических моделей, которые в общем виде можно характеризовать как краевые искаажения информации.

По шахте № 17-17-бис потребовался дополнительный анализ данных по полям шахт Петровская и им. А.А.Скочинского, для которых перемаркировка была выполнена ранее, с целью стыковки границ изменений мароок.

На шахте Комсомолец Донбасса в 1998 году часть запасов угля была передана на шахту Винницкая как марка А. При перемаркироовке было установленно, что запасы этого участка оцениваются как марка Т. С другой стороны на всех шахтах ГХК Шахтерскантрацит запасы угля учитываются по марке А и переоценка для них не требовалась.

Экспертной оценкой запасов шахты Зуевская было установлено, что исходя из количества данных опробования в качестве классификационных показателей необходимо использовать выход летучих веществ и теплоту сгорания. При этом данные геологической разведки и эксплуатации давали различные результаты, поэтому для установления закономерностей изменения марки угля по технологическим критериям потребовалось использование данных на ранее отработанных площадях.

Шахта Комсомолец Донбасса расположена в замковой части синклинальной складки и граница изменения марочного состава в общем виде соответствовала изогипсам пласта.

**Выводы:**

Для уменьшения краевых искажений для построения аппроксимируемых поверхностей необходимо использовать данные не только в 200-метровой зоне от технических границ, а не менее удвоенного среднего расстояния между геологоразведочными скважинами (примерно 800-1000 м).

Выбор типа поверхности тренда необходимо производить с учетом общих закономерностей геолого-промышленного района по изменению метаморфизма и структурных особенностей шахтного поля.

В базу данных классификационных показателей необходимо включать не только опробование по скважинам, но и данные на отработанных площадях.