УДК 552.08.53:622.14

Р.А.ТАКРАНОВ
Санкт-Петербургский государственный горный институт (*технический университет*)

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ВЛАЖНОСТИ НА ОБЪЕМНУЮ ПЛОТНОСТЬ УГЛЯ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЕГО ЗАПАСОВ

Приведены доказательства обратной связи объемной плотности (кажущейся массы) и естественной влажности угля в массиве. Естественная влажность пропорциональна пористости, которая обратно пропорциональна объемной плотности. Такая закономерность должна учитываться при расчетном способе определения объемной плотности угля в массиве.

При оценке влажности по образцам, которая обычно меньше влажности соответствующего пласта, определяемая плотность угля в массиве выше плотности угля в образце. В этом случае поправка за влажность имеет знак «плюс», что обусловлено другой закономерностью, связанной с неполным заполнением порового пространства влагой в образце по сравнению с полным водонасыщением угля при естественных условиях в массиве.

In the article the evidences of a feedback of bulk density (apparent weight) and natural humidity of coal in a massif are adduced. The natural humidity is proportional to a porosity, which one is inversely proportional bulk densities. Such legitimacy should be allowed at a computational way of definition of bulk density of coal in a massif.

At an estimation of humidity on samples, which one is customary less humidity of the conforming seam instituted(spotted) density of coal in a massif is higher than density of coal in a sample. In this case correction for humidity has a plus sign, that is conditioned by other legitimacy connected to incomplete filling of a pore space by a moisture in a sample in comparison with a full water saturation of coal at natural conditions in a massif.

В маркшейдерско-геологической практике при подсчете запасов, определении количества добычи и потерь угля используется его объемная плотность (кажущаяся масса). Точность оценки количества угля в недрах во многом зависит от обоснованного значения объемной плотности. Эта характеристика угля и важный практический параметр определяется методом пробной вырубки из массива конкретного объема угля, методом лабораторного гидростатического взвешивания образцов и аналитическим расчетом по установленным корреляциям с составом и влажностью угля. Аналитический метод менее трудоемкий, является оперативным и рекомендован нормативно-методическими документами по охране недр.

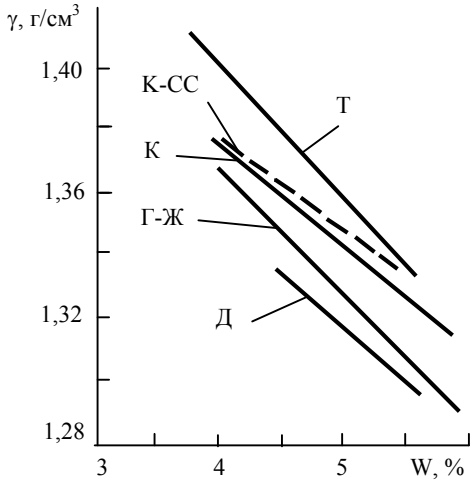
В статье рассматриваются особенности влияния влаги на объемную плотность и учет влажности при аналитическом определении плотности угля в массиве.

Плотность угля в естественном состоянии как масса единицы объема состоит из массы угольного материала (твердой фазы) и воды пор. Поэтому аналитически естественная плотность описывается выражением

$$\gamma = (1 - K_{\text{п}})\gamma_{\text{тв}} + K_{\text{п}}\gamma_{\text{в}}, \qquad (1)$$

где $K_{\text{п}}$ – коэффициент пористости, доли единицы, для многих каменных углей $K_{\text{п}} = 0{,}04 \div 0{,}18$ (4-18 %); $\gamma_{\text{тв}}$ – плотность твердого материала (скелета), действительная плотность, г/см^3; $\gamma_{\text{в}} = 1$ – плотность воды, г/см^3.

Такое понимание сути плотности и математическое описание указывают на то, что с возрастанием пористости $K_{\text{п}}$ и влажности $W = K_{\text{п}}\gamma_{\text{в}}$ плотность конкретного типа угля с постоянным значением $\gamma_{\text{тв}}$ уменьшается. Например, при $\gamma_{\text{тв}} = 1{,}3$ г/см^3 и $K_{\text{п}} = 10$ % плотность угля $\gamma = 1{,}27$ г/см^3, при $K_{\text{п}} = 30$ % плотность $\gamma = 1{,}21$ г/см^3, т.е. зависимость γ



Связь естественной плотности и влажности углей марок Д-Т в Кузбассе

от W обратная. Это положение подтверждается результатами корреляционного анализа фактических данных о плотности и влажности для всех литотипов углей Ткибульского месторождения. При этом связь пористости и влажности прямая. Плотность, рассчитанная по формуле (1), совпадает с полученной в лаборатории.

При геофизическом определении плотности в массиве, чтобы исключить влияние разной обводненности, глубины залегания и т.д., используются результаты лабораторного определения, во-первых, плотности сухих образцов $\gamma_с$, характеризующей плотность минерального (твердого) скелета, во-вторых, поровой влажности $W = K_п\gamma_в$, [4]. Естественная плотность образца, насыщенного водой, рассчитывается по формуле

$$\gamma = \gamma_с + K_п\gamma_в. \qquad (2)$$

Зависимость (2) универсальна для петрографически одинаковых углей и пород, ибо плотность твердого скелета $\gamma_с$ взаимно связана с общей пористостью $K_п$ обратной зависимостью. Со своей стороны, пористость предопределяет естественную влажность. Рассчитанная по формуле (2) плотность углей Ткибульского месторождения совпадает с результатами ее лабораторного определения (сходимость 0,017 г/см^3), обратно пропорциональна связанными с влажностью.

Результаты исследования свойств углей и пород в Кузбассе свидетельствуют [6], что для большинства районов и марок угля имеет место обратная связь γ с W (см. рисунок).

Данные углепетрографических исследований Л.И.Сарбеевой, В.Р.Клера и других указывают на общую обратную форму закономерной связи объемной плотности и влажности в ряду стадий метаморфизма. Такая же связь объемной плотности и влажности наблюдается в углях Интинского и Воркутского месторождения. Она получена по данным справочника [5] и исследований А.М.Оллыкайнена (1972). То же самое установлено для бурых углей по данным монографии М.В.Богдановой [2]. Положение графиков связи плотности и влажности индивидуально для некоторых из изученных месторождений, особенно для углей разного петрографического типа: фюзенолитов и телегенитов. Для Алтыкульского месторождения $\gamma = 1{,}6 - 0{,}036W$, для фюзинитовых углей $\gamma = 2{,}4 - 0{,}063W$ при $W = 10 \div 16$ %. На Барандатском буроугольном месторождении снижению влажности с 27 до 18 % соответствует рост плотности угля от 1,10-1,14 до 1,19 г/см^3.

Обратная форма связи плотности и влажности получена по результатам проведенного нами изучения свойств бурых углей Ангрена, относящихся к разным петрографическим типам. Для фюзенолитов Мощного пласта $\gamma = 1{,}98 - 0{,}02W$ при $W = 26 \div 30$ %; для гелитолитов пластов Верхнего комплекса изменению $\gamma = 1{,}25 - 1{,}05$ г/см^3 соответствует $W = 16 \div 26$ %.

В то же время действительная (удельная) масса угля не зависит от влажности, что соответствует методике определения этого показателя плотности. Подобная форма изучаемой связи для углей Ангрена получена по опубликованным данным АН УзССР (Ф.М.Арипова, 1977). При снижении плотности с 1,34 до 1,26 г/см^3 относительная влажность возрастает на 11 %. Обратная зависимость объемной плотности от влажности имеет место также и для пород, что подтверждается результатами исследований в Донбассе, в Кузбассе, Кри-

вом Роге (В.Т.Глушко, К.И.Дудушкина, Г.В.Тохтуев и др.).

Косвенным доказательством обратной связи естественной плотности и влажности является широко известная обратная зависимость плотности конкретных пород γ от пористости П, которая, в свою очередь, пропорциональна количеству влаги насыщения. Обратную связь плотности и пористости иллюстрируют фактические данные по уже отмеченным примерам, а также результаты испытаний песчаников шахты Коксовая в Кузбассе, угленосных пород Донбасса, кварцевых фельзит-порфиров Карамазарского рудного района и др. Для известняков Подмосковья эта связь, по результатам испытаний Института геологии рудных месторождений АН СССР (1961), прямолинейная: $\gamma = 2{,}8 - 0{,}03\text{П}$ при $\text{П} = 3 \div 28$ %. Подобные зависимости подтверждены большим количеством исследований свойств пород, которые проведены академическими, ведомственными и учебными институтами, и указывают на всеобщую закономерность проявления этих свойств пород.

Рассмотренные теоретические зависимости и результаты лабораторных испытаний свидетельствуют об обратной связи плотности и влажности однотипных углей, находящихся в естественном состоянии.

Дополнительно к рассмотренным данным отметим следующее. Для угля с плотностью (объемной массой) γ_1 и естественным заполнением пор водой W_1 количество твердого материала (скелета) соответствует $100 - W_1$; для γ_2 при естественной влажности W_2 соответственно $100 - W_2$. Чтобы из этого определить γ_2, пропорцию переводим в равенство $\gamma_1(100 - W_2) = \gamma_2(100 - W_1)$ и далее

$$\gamma_2 = \gamma_1(100 - W_2) / (100 - W_1). \qquad (3)$$

Если $W_2 > W_1$, то $\gamma_2 < \gamma_1$, и наоборот. Например, если при плотности угля $\gamma_1 = 1{,}4$ г/см^3 влажность $W_1 = 10$ %, то при $W_2 = 30$ % плотность $\gamma_2 = (1{,}4 \cdot 0{,}7) / 0{,}9 = 1{,}09$ г/см^3. В естественных условиях более влажный и пористый уголь имеет меньшую плотность, чем менее влажные и менее пористые разности. Такое же соотношение отражается в формулах пересчета квалиметрических показателей из одного состояния в другое и при разных условиях лабораторного анализа. Например, показатель при сухом состоянии угля C^d рассчитывается по аналитическому содержанию C^a с аналитической (лабораторной) влажностью W^a: $C^d = C^a 100 / (100 - W^a)$. Величина C^d сухого угля больше, чем во влажном угле C^a на величину $100 / (100 - W^a)$.

Для решения рассматриваемых задач геолого-маркшейдерской практики нет необходимости учитывать детали взаимоотношения воды с углями, отличающимися разным соотношением пор разного размера и вида, а также способностью впитывать влагу. В естественном залегании в недрах основной объем пор заполнен водой и естественная рабочая влажность в каменных углях и антрацитах практически равна полной влагоемкости. В горном массиве при естественных гидрогеологических условиях объемная плотность угля, его пористость и заполняющая их влага закономерно связаны между собой. Чем больше плотность, тем меньше пористость и влажность угля, и наоборот. Поэтому корректировка значения плотности угля конкретного пласта за влажность, отличающуюся от принятой ранее для подсчета запасов, должна проводиться с учетом знака согласно формуле (3). Если фактическая влажность W_2 больше ранее принятой W_1, то γ_2 меньше ранее используемой γ_1; наоборот, $\gamma_2 > \gamma_1$, если $W_2 < W_1$.

В то же время в предложенных Д.А.Казаковским, М.И.Глейзером [3] и другими зависимостях γ от A^d и W поправка за влажность вводится со знаком «плюс» в виде $K(W_2 - W_1)$, где W_2 и W_1 – влажность, соответственно фактическая и принятая ранее для подсчета запасов; K – эмпирический коэффициент. На практике величина W_1 устанавливается как средняя по результатам опробования и индивидуальна для месторождения, пласта и конкретного литотипа угля и степени метаморфизма. Для буроугольных месторождений Подмосковья $W_1 = 33$ %, для Черемховского месторождения (марка Г) $W = 7{,}5$ %, для антрацитов Донбасса $W_1 = 4$ %. Если $W_2 > W_1$, то расчет плотности

по известным формулам приводит к необоснованному увеличению плотности γ_2; при $W_2 < W_1$ плотность γ_2 уменьшается. Такое положение отражает прямую зависимость γ от W, что противоречит описанной фактической закономерной связи плотности, пористости и насыщенности водой для угля в массиве с естественными гидрогеологическими условиями.

Прямую связь γ с W отражают также доказательства и формула В.А.Боева [1]. Автор исходит из условия, что масса и плотность угля складываются из постоянной массы (плотности) сухого угля и массы воды при разном ее количестве W_1 и W_2. В то же время в естественных условиях несдренированного массива водой заполнены все поры и естественная влажность практически равна полной влагоемкости угля. Поэтому, если изменяется влажность, то это прямо обусловлено изменением пористости, что, в свою очередь, свидетельствует об обратно пропорциональном изменении плотности (объемной массы). Отсюда следует, что формула В.А.Боева не отражает природную закономерность связи свойств и состояния угля в массиве и искажает значение плотности, рассчитанное с учетом поправки на естественную влажность. На завышение плотности бурых углей в массиве с повышенной влажностью при расчете ее по распространенной формуле Д.А.Казаковского указывает В.Р.Клер (1975) и др. А в карагандинских каменных углях, по данным С.А.Бекетовой (1966), также нет прямой связи плотности и влажности, поэтому при подсчете запасов даже небольшие неточности и геологически необоснованное определение плотности приводят к существенным ошибкам.

При лабораторных испытаниях образцов на плотность $\gamma_{об}$ и влажность $W_{об}$ плотность угля в массиве $\gamma_м$ с влажностью $W_м$ определяется по формуле

$$\gamma_м = \gamma_{об} 100 - W_{об} /(100 - W_м) . \qquad (4)$$

Объемная плотность, влажность и пористость угля в массиве – взаимно связанные показатели. При расчетном способе определения плотности угля в массиве на разных участках или пластах с разной естественной влажностью необходимо исходить из обратной формы их связи [см. формулы (1) и (2)]. При использовании образцов конкретного пласта, когда неизбежны потери естественного количества влаги, расчеты целесообразно проводить по формуле (4).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Боев В.А.* Основы учета добычи угля на шахтах. М.: Недра, 1975. 192 с.

2. *Богданова М.В.* Химические особенности и генезис бурых углей Казахстана. М.: Наука, 1966. 166 с.

3. *Глейзер М.И.* Определение физических характеристик горных пород в маркшейдерско-геологической практике. М.: Недра, 1969. 78 с.

4. *Добрынин В.М.* Петрофизика / В.М.Добрынин, Б.Ю.Вендельштейн, Д.А.Кожевников. М.: Недра, 1991. 368 с.

5. Угли Печорского бассейна: Справочник / Под ред. П.Т.Есипова. М.: Недра, 1972. 352 с.

6. Физико-технические свойства горных пород и углей Кузнецкого бассейна: Справочник / Г.Г.Штумпф, Ю.А.Рыжков, Ф.И.Петров и др. М.: Недра, 1994. 447 с.