

ХИМИЧЕСКАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

В. В. ХОДОТ

**ПРИБЛИЖЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОРБЦИИ И МЕТАНОЕМКОСТИ
КАМЕННОГО УГЛЯ**

(Представлено академиком А. А. Скочинским 17 IV 1952)

Определение сорбции метана углем и метаноемкости каменного угля необходимо для решения ряда задач по прогнозу газообильности угольных шахт, управлению газовой выделением в подземных выработках, борьбе с внезапными выбросами угля и газа и подсчету запасов метана угольных месторождений.

Основными факторами, определяющими метаноемкость угля, являются: давление газа в природных условиях, температура газа и сорбента, влажность угля и характер его пористости, в значительной мере зависящей от стадии метаморфизма угля. Последнюю принято характеризовать приближенно выходом летучих или содержанием углерода.

Зависимость сорбции метана от давления газа и температуры среды является функциональной, зависимость сорбции от влажности угля и стадии метаморфизма может рассматриваться только в качестве стохастической. Функциональные зависимости сорбции газа от температуры и давления, как известно, совершенно отличны от уравнений состояния газа, характеризующих количества газа, находящиеся в порах угля независимо от сорбционных сил. Точно так же отличны и стохастические зависимости сорбции, с одной стороны, и метаноемкости, с другой, от стадии метаморфизма и от влажности угля. Если учесть, кроме того, что уголь в качестве сорбента представляет собой весьма неоднородное тело, а в качестве фильтрующей среды — и анизотропное вещество, то трудности составления и обоснования рационального уравнения метаноемкости каменного угля станут очевидными.

Поэтому в случаях, когда необходимо знать точные значения сорбции и метаноемкости определенного угля, следует находить их экспериментально по методам и на аппаратуре, разработанным за последнее десятилетие в Институте горного дела АН СССР.

В тех случаях, когда достаточны ориентировочные подсчеты, можно пользоваться эмпирическими формулами, выведенными на основании ограниченного числа исследований сорбционной емкости типичных углей Донецкого, Кузнецкого и Карагандинского бассейнов. О степени вероятности соответствия вычисленных значений сорбции и метаноемкости можно судить, например, по значению коэффициента корреляции между величиной сорбции (при определенных величинах давления, температуры и влажности) и выходом летучих, который, по данным испытания серии образцов донецких углей с выходом летучих от 3 до 42%, составил 0,74.

Серия экспериментально полученных изотерм сорбции метана сухим углем при 25°, на основании которых вычислены коэффициенты эмпи-

рического уравнения сорбции, представлена на рис. 1. Метаноємкость сухого угля получается путем суммирования величин сорбции и вычисленных значений содержания газа в порах угля независимо от сорбционных сил:

$$A = a + \frac{k_t \pi P}{100 \delta \xi_t},$$

где A — метаноємкость угля в $\text{см}^3/\text{г}$; a — сорбция метана углем в $\text{см}^3/\text{г}$; k_t — температурный безразмерный коэффициент расширения газа

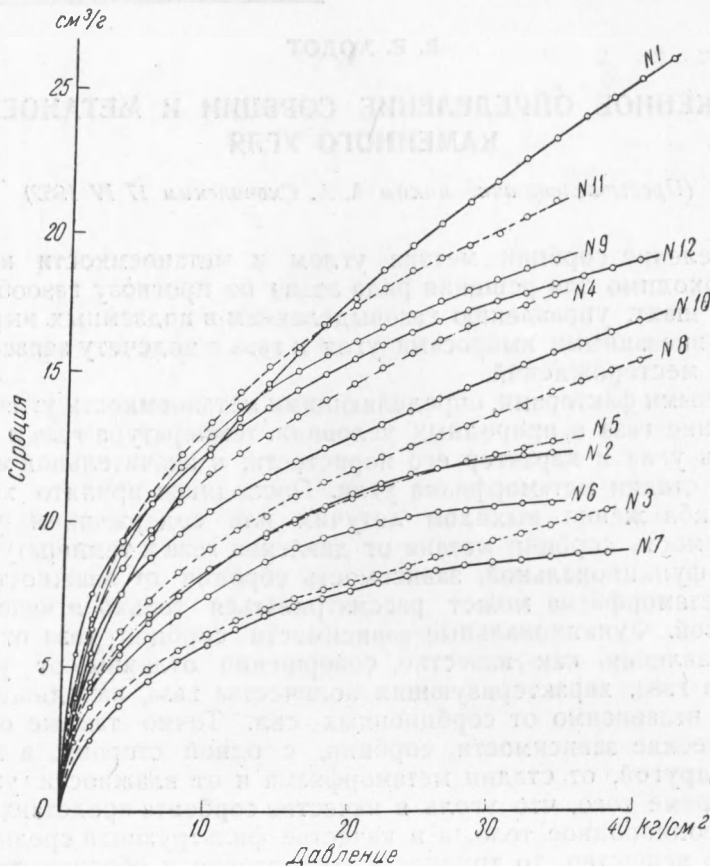


Рис. 1. Сорбция метана типичными образцами угля Донецкого бассейна в зависимости от давления газа. Уголь № 1 — выход летучих 42%; № 2 — 41,5%; № 3 — 33,5%; № 4 — 28,5%; № 5 — 27,12%; № 6 — 25,5%; № 7 — 27,5%; № 8 — 24,5%; № 9 — 15,6%; № 10 — 13%; № 11 — 7,8%; № 12 — 3,18%

$\frac{1 + \alpha t}{1 + \alpha t_0}$; π — пористость угля в объемн. %; δ — объемный вес угля в $\text{г}/\text{см}^3$; ξ_t — безразмерный коэффициент сжимаемости метана, определенный экспериментально или взятый из справочных таблиц; P — давление метана в $\text{кг}/\text{см}^2$.

Из рис. 1 видно, что формы изотерм сходны для всех углей, за исключением изотермы угля № 1 (длиннопламенный уголь $V_r = 42\%$). Исследование сорбции этим мало метаморфизованным углем паров метилового спирта подтвердило вызванное характерной формой изотермы предположение о нежесткости скелета этого угля и сильном набухании его в процессе сорбции метана. Расчет метаноємкости по-

добных явно нежестких углей представляет собой особую задачу, которая здесь не рассматривается.

Исследование зависимости сорбции метана от температуры среды и влажности угля было проведено на образцах углей Кузнецкого и Карагандинского бассейнов. Изобары сорбции метана в зависимости от влажности угля показаны на рис. 2. Из рис. 2 видно, во-первых, насколько велико влияние даже небольшого увлажнения угля на снижение сорбции метана; во-вторых, насколько различие форм изобар для различных углей затрудняет подбор эмпирических уравнений сорбции для влажных углей.

Эти уравнения должны совершенствоваться по мере накопления большего количества экспериментального материала.

Метаноемкость влажного каменного угля может вычисляться по формуле:

$$A_v = a_v + \frac{k_f P \pi}{100 \xi \delta} - \omega + \omega Q_p,$$

где a_v — сорбция метана влажным углем в $\text{см}^3/\text{г}$; ω — влажность угля в $\text{см}^3/\text{г}$; Q_p — растворимость метана в воде при давлении P , в $\text{см}^3/\text{см}^3$.

При давлении газа до 30—40 ат основное количество (около 90%) заключенного в угле метана находится в адсорбированном состоянии. Пористость исследованных нами углей Донецкого бассейна колебалась в пределах от 3,5 до 13%. Поэтому усреднение объемов метана, заключенных в порах угля, независимо от сорбционных сил, при вычислении общей метаноемкости не может дать отклонений для максимальных и минимальных значений пористости свыше 5%, а в большинстве случаев 2—3%.

Это обстоятельство позволяет при ориентировочных расчетах метаноемкости не учитывать различия в пористости углей. Для большинства каменных углей, в которых минеральные примеси (зола) и сера распределены в дисперсном виде, можно при приближенных расчетах не учитывать влияния этих примесей, так как снижение ими сорбции метана до сих пор не доказано.

В отличие от обычно используемого интерполяционного уравнения сорбции типа Лэнгмюра, в предлагаемой для приближенных расчетов формуле коэффициенты A и B рассматриваются: первое — в качестве функции выхода летучих на сухое топливо, второе — в качестве функции температуры, при этом A не является максимальной сорбцией угля с данным выходом летучих и может быть использовано лишь в пре-

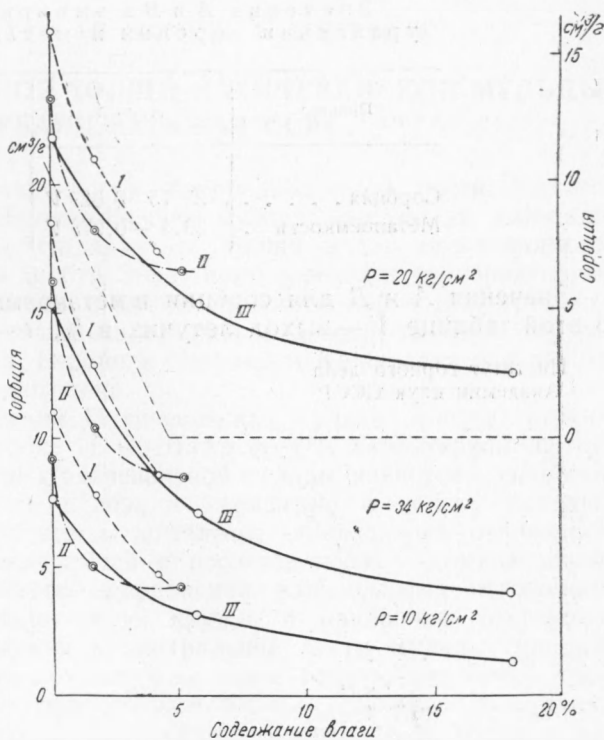


Рис. 2. Изобары сорбции метана. I — уголь марки Т (выход летучих 13%, содержание углерода 90,6%); II — уголь марки ПС (выход летучих 24,5%, содержание углерода 87%); III — бурый уголь (выход летучих 38%, содержание углерода 75,5%). Изобары отвечают давлениям метана 10, 20 и 34 кг/см²

делах давлений газа от 1 до 40 кг/см².

$$a = \frac{AP}{(P + B)(1 + 0,27w)},$$

где a — сорбция или метаноемкость в см³/г или м³/т при нормальном давлении и температуре 25°; P — давление газа в кг/см²; w — влажность угля в вес. %.

Таблица 1

Значения A и B в эмпирическом уравнении сорбции и метаноемкости

Процесс	A , см ³ /г	B , кг/см ²
Сорбция	25,75—0,329 V	5,6 $e^{0,0143 t}$
Метаноемкость	26,4 —0,273 V	6,5 $e^{0,014 t}$

Значения A и B для сорбции и метаноемкости приведены в табл. 1. В этой таблице V — выход летучих в %, t — температура в градусах.

Институт горного дела
Академии наук СССР

Поступило
22 III 1952