

ЗВ'ЯЗОК ЗАЛИШКОВОЇ ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ ВУГІЛЛЯ З ЙОГО МІКРОКОМПОНЕНТНИМ СКЛАДОМ

Одна из основных проблем геологии и геохимии природных газов заключается в выявлении связей природной метанонасности угольных пластов с вещественным составом и метаморфизмом угля. Исследование проводилось на базе масс-спектрометра MX-1304, который дает качественную и количественную характеристику газовой смеси. Петрографические микрокомпоненты группы витринитов удерживают газ в порах в количестве от 2 до 5 м³/т в зависимости от стадии метаморфизма. Петрографические микрокомпоненты инертинитов вмещают на 0,01–0,02 м³/т больше газовой смеси.

THE CONNECTION BETWEEN RESIDUAL GAS SATURATION OF COAL AND ITS MICROCOMPONENT COMPOSITION

One of the main problems of geology and geochemistry of natural gases consists in the findings of the connection between the coalbed methane resources potential and substance composition and metamorphism of coal. Research was carried out on the basis of the MX-1304 mass-spectrometer that gives qualitative and quantitative characteristics of the gaseous mixture. Petrographical micro-components of vitrinite group hold gas in the pores in quantities from 2 to 5 cubic metres per ton depending on metamorphism intensity. Petrographical microcomponents of inertinites contain 0.01–0.02 cu. m/t more of gaseous mixture.

Неоднакове проявлення геолого-генетичних факторів при вуглеутворенні (діагенез, умови накопичення, метаморфізм і вивітрювання) знаходять своє відображення в петрографічних особливостях викопного вугілля. Тому одна з основних проблем геології і геохімії природних газів заключається у виявленні зв'язків природної метанонасності вугільних пластів з речовинним складом і метаморфізмом вугілля. Переважна частина метану (70–95 %) знаходиться в сорбованому стані, тобто та кількість метану, яку може утримувати вугілля на поверхні ультра- і мікропор.

Дослідженнями пористості встановлено, що основний об'єм газів зумовлений молекулярними порами розміром декілька ангстрем, тобто рівними розмірами молекул газів (метану, діоксиду вуглецю, азоту, водню, високомолекулярних вуглеводнів) [1]. Походження порожнин пов'язується з відщипленням метану і води з речовини вугілля в процесі його метаморфізму, наявністю атомарних пустот у молекулах речовини вугілля чи з відстанями між вуглецевими шарами. Розміри надмолекулярних пор – сотні ангстрем, на їх поверхні адсорбуються молекули газів, що згущуються при підвищенні тиску.

Багатьма дослідниками встановлена закономірність збільшення сорбційної властивості вугілля з ростом ступеню метаморфізму вугілля. Це зумовлено загальним ростом у вугіллі внутрішньої поверхні молекулярних пор, доступних для метану та інших газів при збільшенні ступеню регіонального метаморфізму [1].

Викопне вугілля містить комплекс петрографічних мікрокомпонентів, представлених геліфікованими і фізенозованими рослинними рештками. За характером розкладу органічної речовини (ОР), за класифікацією (ГОСТ 9414–

74), геліфіковані мікрокомпоненти вищих рослин об'єднані в групи: вітринітів (колініт і телініт), семивітринітів (семиколініт і семителініт); фюзенізовані – в групу інертинітів (семифюзиніт, мікриніт, фюзиніт, склеротиніт); так звані "формені елементи" – в групу ліптинітів (спориніт, кутиніт, резиніт, субериніт); мікрокомпоненти нижчих рослин (водорості) входять в групу альгініту (кальгініт і тальгініт) [2]. Торфогенез – перша стадія, з якої починається еволюція вугільної речовини. Ця стадія характеризується розкладанням рослинних решток у водних басейнах, біосинтезом нових хімічних речовин і появою петрографічних інгредієнтів.

Формування мікрокомпонентів групи інертинітів проходить в аеробних умовах з втратою води і властивостей зворотнього колоїда [3]. Інертиніти незначно відрізняються за властивостями і хімічним складом на всіх стадіях метаморфізму від бурого вугілля до антрацитів. Як сорбенту інертинітам властиве те, що їх утворення пов'язане з гниттям чи обвугленням деревини перед їх зануренням під захист водяного зеркала.

Формування мікрокомпонентів групи вітринітів проходить в анаеробних умовах в результаті геліфікації у водних умовах і є утворенням типового колоїду [3]. Для вітринітів характерна зміна більшості фізичних і хімічних властивостей у зоні середніх стадій метаморфізму.

Нами були відібрані зразки вугілля з копалень і свердловин Львівсько-Волинського басейну різного ступеня метаморфізму. Визначення петрографічних компонентів груп вітринітів і інертинітів проводилося візуально за блиском. Для зручності досліджень мікрокомпоненти групи вітриніту і семивітриніту об'єднувалися в одну групу – вітриніту. Також нами вивчаалися лігніт і буре вугілля Закарпатської області (Горбків, Ільниця) та сапропеліти Львівсько-Волинського басейну.

Дослідження проводилося на базі мас-спектрометру MX-1304. У ступку, герметично з'єднану з напускною системою приладу, закладається зразок вугілля вагою 0,1–0,3 г, після цього пристрій вакуумувався до 10^{-4} мм рт. ст. При досягненні цього тиску зразок подрібнювався, що сприяло зростанню тиску внаслідок виділення газу з пор.

Кількість виділеного газу після подрібнення визначалась таким чином. У ступці об'ємом V при температурі T знаходиться певна кількість вугілля, де створено вакуум P_0 . Після подрібнення зразка вугілля виділяє газ, про що свідчить підвищення тиску до P_1 .

Наше завдання знайти масу газу, що виділився або знайти об'єм, який він буде займати при нормальних умовах ($P = 0,1$ МПа, $T = 20$ °С).

Початкову масу газу можна знайти з модернізованого рівняння Клайперона-Менделєєва, оскільки $P < 0,1$ МПа, а саме:

$$m_0 = \frac{P_0 V_0 \mu}{z R T_0}$$

де P_0 – початковий тиск у ступці (МПа); V_0 – вільний об'єм ступки; μ – середня молекулярна маса суміші газів; R – універсальна газова постійна ($R = 8,3143$ Дж/моль·град);

T_0 – температура в ступці ($T_0 = 20 + 273 = 293$ К); z – коефіцієнт стискування газу ($z \approx 0,014 - 0,015$), [4].

Маса газу m_B , що виділилася внаслідок подрібнення і дегазації вугілля, рівна масі газу, що знаходиться в ступці за мінусом його початкової маси m_0 , тобто:

$$m_B = m - m_0 = \frac{P_1 V_0 \mu}{z R T_0} - \frac{P_0 V_0 \mu}{z R T_0}$$

або

$$m_B = \frac{V_0 \mu}{z R T_0} (P_1 - P_0) \quad (1)$$

З формули (1) визначається тільки та маса газу, що виділилась під час подрібнення і дегазації вугілля.

Щоб знайти об'єм виділеного газу V_H при нормальних умовах ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_H = 20^\circ\text{C}$) необхідно ще раз застосувати формулу Клайперона-Менделєєва, урахувавши масу газу, який визначається формулою (1), а саме:

$$P_H V_H = \frac{m}{\mu} R T_0$$

або

$$P_H V_H = \frac{V_0 \mu}{z R T_0} (P_1 - P_0) \frac{R T_0}{\mu}$$

Звідси знаходимо об'єм газу при нормальних умовах:

$$P_H V_H = V_0 (P_1 - P_0)$$

або

$$V_H = \frac{V_0 (P_1 - P_0)}{z P_H}$$

Визначивши об'єм газу, що виділився із зразка вугілля, робимо напуск на мас-спектрометр і визначаємо компонентний склад газової суміші у об'ємних процентах. Вираховуються об'єми компонентів (V_K) см³ вилученого газу за формулою:

$$V_K = \frac{V \cdot A_K}{100}$$

де A_K – вміст компоненту в суміші (%), V – об'єм вилученого газу, см^3 .

Враховуючи дані технічного аналізу вугілля визначається залишковий метановміст на 1 тону сухої беззольної маси M :

$$M = V \frac{CH_4}{P_{с.б.м.}}$$

де $P_{с.б.м.}$ – маса сухої беззольної маси,

$$P_{с.б.м.} = P \frac{A^d + W^a}{100}$$

де P – вага зразка, A^d і W^a – відповідно зольність на суху масу і аналітична волога проби, %.

На основі наших досліджень можна сказати наступне: петрографічні мікрокомпонентні групи вітринітів утримують у міжмолекулярних порах газ у кількості від 2 до 5 $\text{м}^3/\text{т}$ залежно від стадії метаморфізму. Вітриніти марки Г вміщують 3–4 $\text{м}^3/\text{т}$ газової суміші, її якісний склад змінюється в межах: метан – 96,8–73,3 % об., азот – 28,7–2,9 % об., діоксид вуглецю – 10,1–0,1 % об., водень – 1,0–0,1 % об. Вітриніти марки Ж–К вміщують 2–3 $\text{м}^3/\text{т}$ газової суміші, якісний вміст якої аналогічний для газового вугілля. З ростом метаморфізму до марки НА кількість газової суміші зростає до 5–6 $\text{м}^3/\text{т}$ (Донбас). Якісний склад компонентного складу в даному проміжку метаморфізму змінюється в межах: метан – 98,5–80,3 % об., азот – 15,0–1,0 % об., діоксид вуглецю – 2,0–0,1 % об., водень – 0,6–0 % об.

Петрографічні мікрокомпоненти групи інертинітів вміщують на 0,01–0,02 $\text{м}^3/\text{т}$ більше газової суміші, ніж група вітринітів, компонентний склад наступний: метан – 79,1–65,0 % об., азот – 20,1–10,0 % об., діоксид вуглецю – 2,1–3,9 % об., водень – 0,1–1,6 % об. З наведених даних видно, що петрографічні мікрокомпоненти груп вітринітів і інертинітів мають невеликий понижений газовміст на середніх стадіях метаморфізму і підвищений на антрацитовій стадії.

Крім цього, нами проаналізовано: сапропелітове вугілля Львівсько-Волинського басейну, лігніт із Закарпатської області (Горбків) і буре вугілля (Ільниця). Вміст газової суміші в сапропелітах змінюється від 2,2 до 4,6 $\text{м}^3/\text{т}$ з компонентним складом: метан – 69,5–50,1 % об., азот – 39,2–20,0 % об., діоксид вуглецю – 1,9–1,0 % об., водень – 0,6–0,1 % об. Вміст газової суміші в лігніті з родовища Горбків змінюється від 2,7 до 3,0 $\text{м}^3/\text{т}$. Компонентний склад її наступний: метан – 95,0–55,5 % об., азот – 37,0–3,7 % об., діоксид вуглецю – 5,5–0,7 % об., водень – 2,0–0,3 % об. Буре вугілля родовища Ільниця вміщує 1,0–3,0 $\text{м}^3/\text{т}$ при якісному складі: метан – 81,0–56,0 % об., азот – 30,0–16,8 %

об., діоксид вуглецю – 13,1–0,8 % об., водень – 0,9–0,1 % об. З наведених даних видно, що всі тверді речовини рослинного чи навіть мінерального походження вміщують газу в мікропорах, які вивільняються тільки після подрібнення. Всі ці газу мають вуглеводневе походження і не могли захопитися з атмосфери.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Газоносность месторождений СССР. – М.: Недра, 1979. – Т. 3. – 385 с.
2. Бартошинська С. С., Бик С. І. Газотворний потенціал і сорбційна здатність мікрокомпонентів вугілля // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2003. – № 3–4. – С. 48–55.
3. Эттингер И. Л. Газоёмкость ископаемых углей. – М.: Наука, 1966. – 223 с.
4. Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей / Пер. с англ. под ред. В. Б. Когана. – Л.: Химия, 1971. – 704 с.

УДК 622.242

Докт. техн. наук А.А. Кожевников
(Национальный горный университет)

ПУТИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРОЦЕССА РАЗРУШЕНИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА МЕТАН

У статті розглянуто шляхи створення великих значень статичних та динамічних навантажень на бурове долото для інтенсифікації процесу руйнування гірських порід при бурінні свердловин на метан.

WAYS OF AN INTENSIFICATION OF PROCESS OF DESTRUCTION OF ROCKS AT DRILLING CHINKS ON METANE

In the article it is considered ways of creation of high values static and dynamic loadings on a chisel for an intensification of process of destruction of rocks at drilling chinks on methane.

Эффективность сооружения скважин на метан определяется рядом факторов:

- производительностью буровых работ при проходке скважины;
- степенью кольматации продуктивного газосодержащего пласта;
- эффективностью выбранных способов и технических средств для освоения скважины с целью увеличения проницаемости горных пород прискважинной зоны пласта и увеличения газоотдачи пласта и др.

На производительность буровых работ существенным образом влияют механическая скорость бурения и проходка на долото.

Целью настоящей статьи является рассмотрением путей интенсификации процесса разрушения горных пород, как одного из основных процессов, определяющих эффективность бурения скважины.

Механическая скорость вращательного бурения $V_{вр}$ описывается следующей зависимостью [1]

$$V_{вр} = \frac{N_{сп}}{A_{сп} \cdot S},$$