

**ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗМІНИ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ  
ТА ВМІСНИХ ПОРІД У ЗВ'ЯЗКУ З ГЛИБИНОЮ ЗАЛЯГАННЯ  
(НА ПРИКЛАДІ ЛЬВІСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ)**

Проанализирована газоносность пород и пластов углей одного достаточно небольшого района (Тягловское месторождение Львовско-Волинского бассейна), что дало возможность делать выводы о характере ее изменений с глубиной, не беря во внимание дополнительное влияние тектоники. Установлено, что природная газоносность углей с глубиной увеличивается, а песчаников – уменьшается, что обусловлено разными формами нахождения газов.

**REGULARITIES OF CHANGES IN GAS-BEARING POTENTIAL OF  
COAL BEDS AND ENCLOSING ROCKS IN CONNECTION WITH A DEPTH  
OF OCCURRENCE (BASED ON THE EXAMPLE OF THE LVIV-VOLYN  
BASIN)**

We have analysed a gas-bearing potential of rocks and coals from one rather small region (the Tyagliv field of the Lviv-Volyn Basin) that enabled us to make conclusions about the character of its changes with depth, not taking into account the additional influence of tectonics. It was established that natural gas-bearing potential of coal increases with a depth, and natural gas-bearing potential of sandstones decreases that depends on different forms of gas existence.

До вугільних басейнів приурочені значна частина світових ресурсів природного газу, в тому числі метану, масштаби ресурсів якого можуть бути співставлені з ресурсами газу традиційних родовищ. У зв'язку з цим вугільні родовища давно вже розглядаються як газовугільні, які повинні освоюватися комплексно. Науково обґрунтована оцінка ролі вугленосних формацій як джерел і місць нагромадження метану в земній корі відкриває нові перспективи в збільшенні ресурсів вуглеводневих газів. Метан, що є найбільш небезпечним супутником вугілля, перетворюється на цінну корисну копалину, яка може видобуватися як самостійно, так при супутньому видобуванні шахтами при комплексній поетапній експлуатації газоносних вугільних родовищ.

Вивчення газоносності вугленосних формацій на сучасному етапі передбачає одночасне і рівноцінне дослідження як вугілля так і вмісних порід. В одиниці об'єму вугілля міститься значно більше газу, ніж у такому ж об'ємі породи. Слід враховувати, що у вугленосній товщі потужність порід у десятки разів перевищує потужність вугільних пластів, а отже кількість газу, що міститься у вугіллі і породах визначається значеннями, які можуть порівнюватися. На думку деяких дослідників, основна кількість газу вугільних родовищ пов'язана з вмісними породами.

Природна газоносність вугільних пластів закономірно збільшується у ряду від довгополуменевого до антрацитів. У шарах високо метаморфізованих антрацитів газоносність зменшується до повної відсутності метану. Прийнято вважати, що тенденція зростання газоносності для вмісних порід відповідає картині регіонального посилення метаморфізму. Але механізми акумуляції ме-

тану у поровому просторі вугілля та вмісних порід (пісковиків) суттєво відрізняються. Значна відмінність величин природної газоносності, властивої вугіллю і вмісним породам при відносно невеликій різниці в значенні їхньої пористості, зумовлена перш за все структурою порового простору, яка визначає форми існування газів [1, 2].

За І. Л. Етінгером [3] можливість існування газів в природній системі газ-вугілля визначається наступним:

- гази знаходяться у вільному стані в тріщинах і порах вугілля;
- гази знаходяться в стані фізичної чи хімічної адсорбції;
- гази у вугіллі знаходяться у вигляді нестійких хімічних сполук, які є метастабільними та існують лише при великих тисках.

Газоносність вугілля зростає зі збільшенням ступеня метаморфізму вугілля і залежить від його петрографічного складу (фюзенітове вугілля має більш високу здатність до сорбції газів, ніж вітринітове тієї ж стадії метаморфізму).

Для порід існує прямий зв'язок між об'ємом порового простору і газоносністю порід [4]. Основна частина газів знаходиться у вільному стані. В деякій мірі газоемність порід визначається також сорбцією метану розсіяною вуглефікованою органікою, наявність якої притаманна всім вуглевмісним породам.

Мета статті – прослідкувати залежність зміни газоносності вугілля та вмісних порід з глибиною. Вивчення і співставлення газоносності порід і пластів вугілля з одного досить невеликого району дасть можливість робити певні висновки про характер її зміни не зважаючи на додатковий вплив тектоніки, оскільки його можна оцінити як однаковий.

Аналізувалися вугільні пласти та вмісні породи Тяглівського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (поле шахти «Тяглівська №1»). Кам'яновугільні відклади представлені турнейським, візейським, серпуховським і башкирським ярусами карбону, мають ритмічну будову з чергуванням порід від морських до континентальних. Переважають перехідні відміни – пісковики, алевроліти, аргіліти, рідше вапняки і окремі прошарки вугілля.

Досліджувалися пласти вугілля візейського ( $v_6$ ), серпуховського ( $n_7, n_7^1, n_7^e, n_8, n_8^e, n_9$ ) та башкирського ( $b_4$ ) ярусів карбону, відібрані в інтервалі глибин 680 – 1150 м. За ступенем метаморфізму вони відносяться до газового і газожирного вугілля, залягають в метановій зоні. Лише пласт  $b_4$  в окремих місцях на схилах Тяглівської синкліналі переходить в азотно-метанову зону (Кравцов, Лидин, 1980). Природна газоносність вугільних пластів Тяглівського родовища змінюється в широких межах від 2,1 до 31 м<sup>3</sup>/т с.б.м. (м<sup>3</sup>/тонну сухої беззольної маси). Аналізуючи середні значення природної газоносності та вмісту метану у газовій суміші з глибиною, спостерігаємо, що чим стратиграфічно нижче залягає вугільний пласт тим більшими є кількісні показники природної газоносності (рис. 1).

Окремо розглядалися пісковики Тяглівського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну, що належать до серпуховського ярусу нижнього карбону ( $n_0^6Sn_7$ ,  $n_8Sn_9$ ) та башкірського ярусу середнього карбону ( $n_9Sb_1$ ). Породи відносяться до одного ступеня постдіагенетичних перетворень (початковий і глибинний катагенез), оскільки вони містять рівнометаморфізоване газопожиристе вугілля. Газоносність вмісних порід у межах родовища визначали за допомогою газокернабірників та комплексу дослідних інструментів КДІ-68, а також за газовим каротажем. Для пісковиків вивчених стратиграфічних проміжків газоносність є достатньо високою ( $n_9Sb_1$  –  $0,3$ – $12,3$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  $n_8Sn_9$  –  $0,4$ – $8,3$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>,  $n_0^6Sn_7$  –  $0,3$ – $5,6$  м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>).

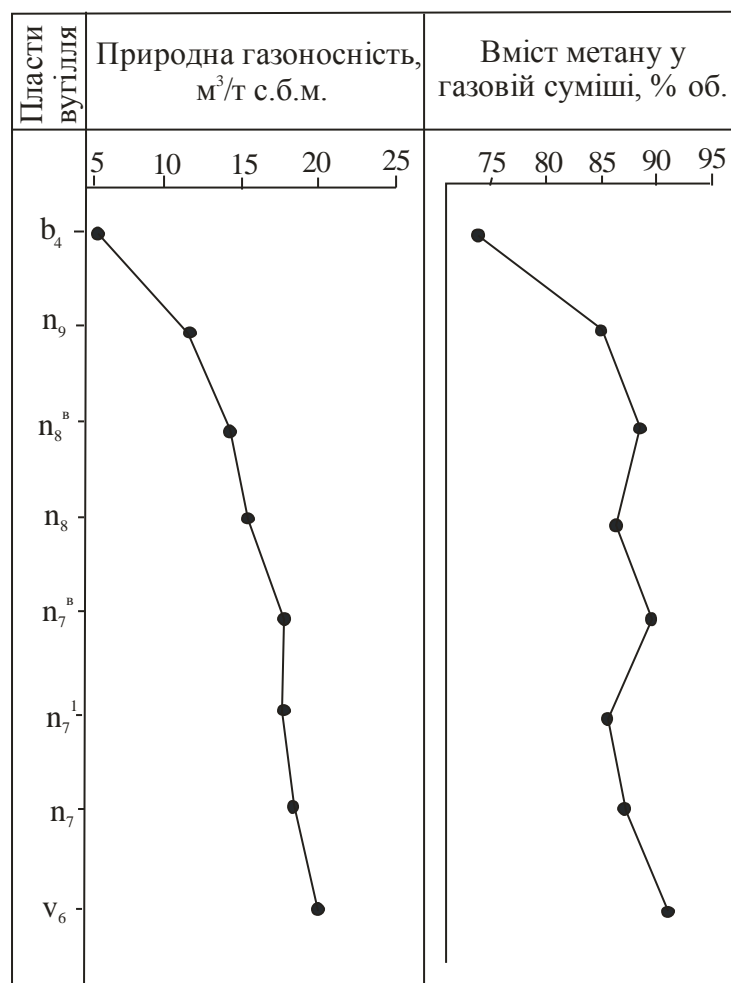


Рис. 1– Зміни природної газоносності та вмісту метану в газовій суміші вугільних пластів Тяглівського родовища з глибиною

Спостерігається зменшення кількості вільного газу з глибиною. На рисунку 2 показано зміни середніх значень показників для стратиграфічних інтервалів, що досліджувалися.

На нашу думку зниження природної газоносності пов'язане з погіршенням колекторських властивостей порід, що зумовлено ступенем їхніх постседиментаційних змін. Ступінь катагенетичних перетворень пісковиків в основному залежить від глибини палеозанурення (літостатичного тиску). Пісковики менше реагували на палеотемпературу, яка була основним при перетворенні вугільної речовини. Зміни відкритої пористості характеризують ступінь катагенетичних перетворень, а отже і до певної міри і газоносність вмісних порід. Іншими факторами, що мають вплив на газоносність є структурно-тектонічні і гідрогеологічні умовами залягання [2].

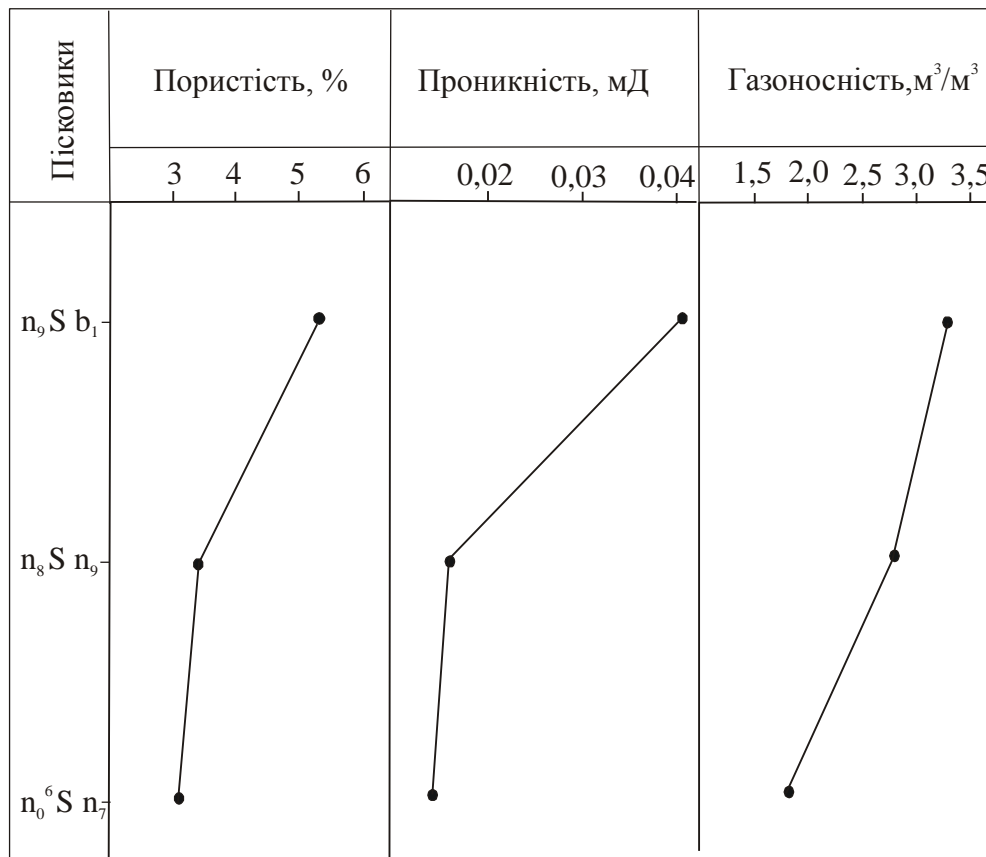


Рис. 2 –Зміни пористості, проникності та газоносності пісковиків Тягівського родовища з глибиною

Проаналізувавши природну газоносність вугільних пластів та вмісних порід певних стратиграфічних інтервалів, що залягають між ними встановлено достатньо чіткі закономірності зміни. Газоносність пластів вугілля збільшується з глибиною залягання, а вмісних порід – зменшується. Очевидно, це залежить від різних форм збереження газів у вугіллі та породах. Для вугілля більш суттєвим є його сорбційна ємність. Для пісковиків визначальним є зменшення пористості і, відповідно, зменшення кількості вільного газу.

#### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Забигайло В. Е. Проблемы геологии газов угольных месторождений / В. Е. Забигайло, А. З. Широков. – К. : Наук. думка, 1972. – 172 с.

2. Углеродный массив Донбасса как гетерогенная среда /А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов [и др.]. – К. : Наук. думка, 2008. – 411 с.
3. Эттингер И. Л. Газоёмность ископаемых углей / Эттингер И. Л. – М. : Недра, 1969. – 223 с.
4. Лидин Г. Д. Учение о газах угольных месторождений СССР / Г. Д. Лидин. – М. : Недра, 1968. –72 с.

**УДК 622.537.86**

Чл.-корр. НАН Украины А. Д. Алексеев,  
д. ф.-м. н., проф. Э. П. Фельдман,  
д.т.н. Т. А. Василенко,  
к.ф.-м. н. А. Н. Молчанов, к.ф.-м. н. Н. А. Калугина  
(ИФГП НАН Украины)

### **ЭМИССИЯ МЕТАНА ИЗ ПРИРОДНЫХ УГОЛЬНЫХ НАНО - И МЕЗОСТРУКТУР**

У роботі розглянуто характер десорбції метану з вугільної речовини за рахунок фільтрації і твердотільної дифузії. У рамках запропонованої моделі масопереносу метану побудовані асимптотики для великих і малих часів, що виражають залежність від часу концентрації газу, та проведено порівняння експериментальних даних з результатами чисельного розрахунку.

### **METHANE EMISSIONS FROM NATURAL CARBON NANO - AND MESOSTRUCTURES**

The paper considers the nature of the desorption of methane from the coal substance by filtration and solid-state diffusion. Under the proposed model of mass transfer of methane to construct asymptotic for large and small times, expressing the time dependence of gas concentration, and a comparison of experimental data with results of numerical calculation

Уголь может быть отнесен к категории твердых тел, имеющих многомасштабную нано-, микро- и макроструктуру с разветвленной внутренней поверхностью фрактального типа. Поэтому подробное описание его структуры требует привлечения аппарата геометрической статистики. Мы же воспользуемся оговоренным описанием. Оно состоит в следующем.

В угле имеется система пор, трещин, каналов, сообщающихся с внешней поверхностью образца (куска, гранулы). Вся эта система называется фильтрационным объемом и в этой системе метан находится в газообразном состоянии. Метан попадает в уголь либо в результате природных процессов, либо искусственно нагнетается под давлением. Фрагменты (блоки) угольного вещества как бы омываются фильтрационным объемом. Эти фрагменты, весьма малые по сравнению с размером гранулы (т.е. отторгнутого от массива куска угля), в свою очередь обладают наноструктурой, основу которой составляют закрытые поры, т.е. те, которые не сообщаются каналами с поверхностью фрагмента. В закрытых порах метан также находится в газообразном виде. В тело фрагмента метан входит в виде твердого раствора. По нашему представлению [1], центрами сорбции молекул метана является алифатика угля. В этих местах угольного вещества из-за удлинения С-Н и С-С связей возможно появление дипольных моментов. Поэтому связь молекулы метана с такой структурой не является чис-