

Наталія ВЕРГЕЛЬСЬКА

РОЛЬ ТЕКТОНІЧНОГО ФАКТОРУ У ФОРМУВАННІ ВУГІЛЬНО-ВУГЛЕВОДНЕВИХ РОДОВИЩ

Інститут геологічних наук НАН України, м. Київ,
e-mail: vergelska@nas.gov.ua

Сучасні геологічні умови поширення газу у вуглепородних масивах вугільних басейнів формувалися під впливом тектонічних процесів, які проявлялися протягом всіх етапів тектоногенезу від девону до неогену. Тектонічні процеси змінювали гіпсометричні рівні та структуру вуглепородних масивів.

Генезис, міграція, форми знаходження вуглеводнів у вуглепородних масивах аналогічні процесам характерним для природних газів у осадових формаціях. У той же час існують певні особливості утворення й еволюції вугільно-вуглеводневої (вуглегазоносною) формації, які зумовлюють специфіку формування природної газоносності вугленосних товщ. Перервно-неперервний процес міграції газів з глибших горизонтів до поверхні супроводжується тектонічними (вулканотектонічними) процесами (рухами) і призводить до вертикальної газової зональності у вугленосних товщах, яка змінюється при кожній наступній їх активізації.

Основними шляхами міграції природних газів у вугленосних відкладах при низькій стадії метаморфізму є гірські породи та вугільні пласти. При середній і високій стадіях метаморфізму вугілля, міграція природних газів здійснюється головним чином, вугільними пластами і тектонічними порушеннями та новоутвореними техногенними колекторами вуглепородних масивів.

Зниження природної метаноносності вугільних пластів з глибиною в районах поширення високометаморфізованих антрацитів визначається, практично, відсутністю в них метану і пояснюється структурою вугільної речовини або зміною метану на диоксид вуглецю, що характерно для окремих шахт Луганської області.

Важливими характеристиками гірських порід і вугілля, як колекторів природних газів є пористість і газопроникність. Встановлено, що колекторські властивості вугілля і вміщуючих порід (пористість, газопроникність) змінюються в широкому діапазоні значень в залежності від ступеня метаморфізму та катагенезу вугілля і порід, відновлення вугілля, син- та постформаційних тектонічних трансформацій.

Пористість і газопроникність вугілля та вміщуючих їх порід закономірно зменшуються з підвищенням ступеня метаморфізму вугілля. Зіставленням параметрів колекторських властивостей порід і вугілля Донецького басейну було встановлено, що в районах низькометаморфізованого вугілля газопроникність знаходиться, в кореляційному зв'язку із сучасною глибиною залягання, а в районах високометаморфізованого вугілля, такий зв'язок виражений нечітко або відсутній.

Сучасне положення верхньої межі метанової зони в межах конкретних ділянок вуглепородного масиву визначається їх тектонічною будовою і залежить насамперед від того, чи екрановані вугленосні відклади, великими

за амплітудою, диз'юнктивами. В іншому випадку, інтенсивність газового вивітрювання зростає, а глибина дегазації багато в чому визначається літолого-фаціальним складом вуглевмісних порід та умовами їх залягання. На більшій частині площі родовищ, де вугленосні відклади порушені і екрановані регіональними скидами (амплітуда до 1000-1300 м), глибина залягання становить 170–200 м. В районах виходів вугленосних товщ під покривні відклади, де кути падіння пластів досягають, локально 60–70°, глибина дегазації вугільних пластів, що залягають серед алевролітів і аргілітів, зростає до глибини 300–350 м, а у пластах в покривлі яких знаходиться потужний алювіальний пісковик – до 440 м, що зафіксовано на переважній більшості вугільних шахт Донбасу шахтними службами.

Природні гази в метановій зоні представлені в основному метаном (вміст від 70 до 90 %), важкими вуглеводнями (від слідів до 1–20 %), азотом (від 1–5 до 25–30 %, а в окремих випадках понад 70 %) та вуглекислим газом (в основному від 0 до 1,5 – 2,07 %). До складу газів метанової зони входять також гелій, водень, зрідка – сірководень. При загальній близькості речовинного складу газів вугілля та порід, гази вугільних пластів (при рівних умовах) містять більшу кількість СО (СО₂) та важких вуглеводнів, але меншу кількість гелію та водню.

Якісні характеристики газової суміші вугільних родовищ постійно змінюються за розрізом і падінням пласта й, особливо чітко, вирізняються у тектонічно порушених зонах вуглепородних масивів. Всі складові газової суміші вуглепородних масивів контролюються мозаїкою фізичних параметрів його різних частин, як у непорушеному так і у відпрацьованому масиві.

Сучасна газонасність вугленосних товщ значною мірою сформувалася шляхом просторового перерозподілу біогенних, метаморфогенних газів, в тому числі й мігруючих з глибших горизонтів, і газів глибинних джерел в період тектоно-магматичних активізацій за рахунок дифузивного та темпового насичення.

Ольга ВИСЛОЦЬКА

НАФТОГАЗОГЕОЛОГІЧНЕ РАЙОНУВАННЯ ЗОВНІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, м. Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

Районування Передкарпатського прогину та історію його геологічної будови вивчали різні автори, починаючи з 1949 року і по сьогодні.

Вважалось, що коли осадоагромадження моласових відкладів прогину відбувалось на їх геосинклінальній основі, то тоді цю зону називали внутрішньою зоною прогину, а коли на платформовій основі, то – зовнішньою.

У випадку Передкарпатського прогину ці терміни набули власного значення Внутрішня та Зовнішня зони, і моласи, які були відкладені на флішовій основі в егенбург-карпатський час отримали назву нижні моласи, а відкладені в баденій-сарматський час – верхні моласи.

Внутрішню і Зовнішню зони Передкарпатського прогину вперше виділив А. Богданов (1949). Зовнішню зону Передкарпатського прогину він об-