21. Использование гидрохимических ореолов и жидких включений в минералах для оценки нефтегазопроводности глубинных разломов / В. А. Калюжный, В. М. Щепак, Г. М. Гигашвили и др. // Закономерности образования и размещения промышленных месторождений нефти и газа. – Киев: Наук. думка, 1975. – С. 269–272.

22. Наумко І. М., Калюжний В. А. Підсумки та перспективи досліджень термобарометрії і геохімії палеофлюїдів літосфери (за включеннями у мінералах) // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 162–175.

23. Зінчук І. М., Наумко І. М., Калюжний В. А., Сахно Б. Е. Леткі компоненти флюїдних включень у мінералах жильно-прожилкових утворень перспективно нафтогазоносних товщ Львівського палеозойського прогину // Там само. – 2003. – № 2. – С. 18–27.

УДК 553.981.622.324.5. (553.94)

канд. геол. наук С.Г. Вакарчук,
канд. геол.-мін. наук Т.Є. Довжок,
канд. техн. наук І.В. Карпенко,
канд. геол. наук А.М. Коваль,
ст. наук. співр. І.В. Недосєкова,
зав. відділу Р.К. Радул,
зав. відділу Г.С. Старченко,
канд. геол. мін. наук М.В. Харченко
(ДП «Науканафтогаз», НАК «Нафтогаз України»)

МЕТАН ВУГІЛЬНИХ ТОВЩ ДОНБАСУ: ПРОБЛЕМИ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУВАННЯ

Рассматриваются потенциальные запасы метана, глубины залегания перспективных комплексов пород, типы природных резервуаров, поисковая модель строения разреза угольной толщи, отдельные вопросы организации работ.

METHANE OF THE COAL STRATA: PROBLEMS AND PERSPECTIV OF THE MINING

The potential reserves of methane is considerated , and also the depth of perspective complexes of rocks, types of natural reservoirs, the search model the structure of the section of the coal strata, some issues of work organization.

Ресурси та запаси метану у вугільних товщах Донбасу. За різними оцінками [1-6] загальні прогнозні ресурси метану в породах і вугільних пластах вугленосних відкладів Донбасу на глибинах від 500 до 1800 м складають від 4-6 до 22 трлн. м^3, а промислові – 11,9 трлн. м^3, із яких прогнозно 3,3 трлн. м^3 придатні до вилучення. Біля 1,0 трлн. м^3 газу оцінюються як видобувні.

Цей газ зосереджений у трьох типах природних газових резервуарів. Перший – традиційний, пов’язаний переважно з теригенними породами з кондиційними колекторами та прийнятною для вилучення з них газу проникністю, який вміщує вільний газ, тому потребує наявності пасткових умов. На даний час, переважно по периферії Донбассу, існує понад 30 родовищ вільного метану із загальними запасами вільного газу 180 млрд. м^3.

Вважається, що із загальної суми промислових ресурсів в 11,9 трлн. $м^3$ в Донбасі на вільний газ припадає приблизно 5-15 %, або ж приблизно 0,98 трлн. $м^3$. Не виключено, що видобувні запаси вільного газу в Донбасі виявляться незначними, оскільки внаслідок зруйнованості первинних покладів запаси вільного газу розосереджені у великій кількості дуже дрібних малорентабельних вторинних покладів.

Другий тип – ущільнені пісковики, які правильніше називати малопроникними чи практично непроникними пісковиками, які характеризуються достатньою для вмісту промислових запасів метану пористістю. Із 11,9 трлн. $м^3$ промислових ресурсів метану в Донбасі найбільша частка припадає на резервуари цього типу – 8,838 трлн. $м^3$. Але метаноємність цих резервуарів невисока. Обсяги метану в малопроникних пісковиках, рівноцінних за видобувними характеристиками метану вугільних пластів, прогнозно складають 0,93 трлн. $м^3$. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану з малопроникних пісковиків можуть становити до 30-40 % від промислових запасів. Попутно буде вилучатися метан і з покладів вільного газу (див. вище), а також не оцінений окремо сланцевий газ, що в сумі дозволяє прогнозувати видобувні запаси в обсязі не менше 0,5-0,6 трлн. $м^3$.

Третій – вугільні пласти з сорбованим газом, які можуть не мати ні пористості ні проникності, але в реальності характеризуються деякою первинною чи набутою (постседиментаційною) тріщинністю, яка, тим не менше, не забезпечує необхідної для вилучення метану проникності і загалом не є промисловим колектором, але створює сприятливі передумови для вилучення метану з вугільного пласта в результаті проведення гідророзриву. Власне вугільні пласти за видобувними властивостями вміщують найбільше промислових ресурсів метану - 1,39 трлн. $м^3$. При застосуванні сучасних технологій вилучення видобувні запаси метану з вугільних пластів можуть скласти 30-40 %, тобто 0,42-0,56 трлн. $м^3$.

Таким чином, ресурси, що потенційно можуть вилучатися свердловинною дегазацією, мають наступний вигляд: у вугільних пластах - 1,39 трлн. $м^3$, у малопроникних пісковиках - 0,93 трлн. $м^3$, у традиційних колекторах (вільний газ) - 0,98 трлн. $м^3$. Всього: 3,3 трлн. $м^3$. Це у 3 рази більше загальних запасів природного газу в Україні (1,118 трлн. $м^3$), що свідчить на користь перспективності постановки пошукових робіт на метан вугільних товщ Донбасу. Видобувні запаси із всіх трьох типів колекторів можуть скласти близько 1 трлн. $м^3$.

Проблему ресурсної вуглеводневої бази для осадової товщі Донбасу більш-менш задовільно вивчено лише для вугільних резервуарів. І то лишається багато невияснених питань – від термінологічних неоднозначностей до проблеми підрахунку запасів за їх категорійністю. Щодо інших вище названих типів природних газових резервуарів, то для підрахунку ресурсів (запасів), що вони вміщують, перш за все необхідна інвентаризація пластів, які складають малопроникні пісковики та сланцеві породи, по всій території Донбасу.

Важливою проблемою є відсутність методик підрахунку ресурсів та запасів метану. Наразі підготовлена нормативно-методична база тільки для підрахунку і

державного обліку видобувних запасів шахтного метану. Потребують розробки методики підрахунку запасів для: 1) метану свердловинного видобувного – метану вугільних товщ, що видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі випереджаючої і супроводжуючої видобуток вугілля дегазації; 2) метану техногенних покладів у розвантажених зонах вуглепородних масивів діючих та закритих шахт, що видобувається свердловинами, пробуреними з поверхні в процесі постексплуатаційної дегазації; 3) метану природних покладів у непорушених вуглепородних товщах, що видобувається за технологіями нафтогазового видобутку [3, 4, 6].

Глибини проведення робіт. Глибина залягання основної маси балансових запасів вугілля (93,4 %) в Донбасі не перевищує 1200 м, а для 57 % запасів вона складає 600 м. З досвіду компаній, які промислово видобувають вугільний метан, на великих глибинах тріщини (кліважа) у вугільному пласті закриваються, що є перепоною для промислового видобутку вугільного метану з глибин понад 1200 м. У басейні Блек-Уорріор (США), будова якого вважається досить близькою до будови Донбасу, максимальна глибина видобування метану з вугільних пластів – до 1200 м [1, 2]. Досвід роботи і інших компаній (наприклад, компанії Эксон Мобіл Інтернешнл Лтд) також свідчить на користь оптимальності вказаної глибини [5].

На даний час оптимальними глибинами видобутку метану з вугільних пластів Донбасу рекомендується вважати (вугільні пласти низько-середнього і середнього ступеня метаморфізму, в основному, групи 2Г-4Ж) глибини залягання від 500 до 1000 м в Червоноармійському, від 350 до 950 м в Південнодонбаському та від 400 до 900 м в Донецько-Макіївському районах. На окремих ділянках при застосуванні комбінованої технології видобутку метану та дегазації вугільних пластів эфективний видобуток метану можна забезпечити на глибинах 1150-1200 м.

Щодо пісковиків, то найбільш продуктивними вважаються середні і нижні пачки потужних аллювіально-дельтових пісковиків, газоносність яких збільшується від центра до периферії Донецького басейну від 3 до 7-13 $м^3/м^3$, а також ділянки перешарування вуглів і пісковиків. Максимальна газонасиченість пісковиків прогнозується на глибинах від 1150 до 1500 м в Центральному, від 1250 до 1650 м в Донецько-Макіївському і від 1700 до 2050 м в Червоноармійському вугленосних районах. Тобто, краща газонасиченість пісковиків прогнозується не в міжвугільній товщі (на глибинах до 1200 м), а нижче глибин залягання балансового вугілля (1200-2000 м) [1, 2].

Тому у вугільному Донбасі на глибинах до 1200 м цільовим об’єктом газопошукових робіт рекомендується вважати вугільні пласти, тоді як малопроникні пісковики, сланці та прогнозно наддрібні поклади вільного газу – доповнюючими об’єктами. І, навпаки, на глибинах більших 1200 м основними об’єктами пошукових робіт мають бути малопроникні пісковики та сланці, тоді як вугільні пласти мають розглядатися як перспективні об’єкти, що потребують вивчення з точки зору можливості вилучення з них сорбованого газу.

Будова кам'яновугільних товщ Донбасу характеризується відсутністю надійних газо- і, навіть, гідроекрануючих товщ. Це пов'язано з тим, що глинисті породи на первинних великих глибинах залягання були піддані таким же значним метаморфічним перетворенням як і вугільні. Тому в процесі герцинської інверсії після переміщення на малі глибини вони розтріскувались, розущільнювались через зменшення геостатичного тиску і втрачали, тим самим, гідроекрануючі властивості. На користь цього висновку служить і факт відсутності покладів води у вугільному Донбасі вже на середніх глибинах (більших 1,0-1,5 км). Поклади вільної води, і тим більше, вільного газу на більших глибинах, з нашої точки зору, відсутні якраз через зруйнованість глинистих екрануючих товщ. Звідси висновок: на глибинах залягання інвертованих кам'яновугільних відкладів малоймовірне знаходження покладів вільного газу.

Тому на територіях вугільного Донбасу не рекомендується цілеспрямована постановка пошукових робіт на поклади вільного газу. Дрібні і дуже дрібні поклади вільного газу, можливі здебільшого лише під першою відносно надійною екрануючою товщею, представленою недислокованою чи малодислокованою товщею перекриваючих карбонові відклади мезозойських порід. Дрібні за запасами поклади вільного газу рекомендується розвідувати попутно з покладами газу основних типів резервуарів – вугільних, малопроникних, сланцевих.

Пошукова модель будови вугільної товщі. Контрольовані резервуарами сорбованого та зв'язаного газу поклади газу загалом не пов'язані з пастками ВВ в їх традиційному розумінні. Швидше всього, контури поширення таких покладів обумовлені контурами поширення вугілля необхідних марок та достатньої сумарної товщини.

Обгрунтовується плямистий характер розподілу метаноємності по поширенню вугільного пласта, який пов'язаний, в основному з просторово мінливою ерозійно-врізовою системою руслових потоків, яка має особливо розгалужений вигляд у досить вирівняних геоморфологічних умовах болотно-озерно-прибережного рельєфу, в яких формувалися вугільні верстви.

Наявність первинного, так званого доскладчастого, кліважу з відносно рівномірним розподілом тріщин по поширенню вугільних порід та наступна кількокілометрова амплітуда інверсії, яка підняла вугільний пласт з глибин з великими значеннями геостатичного тиску на глибини, де цей тиск значно менший, сприяли подальшому розкриттю тріщин первинного доскладчастого кліважа рівномірно по всій території поширення вугільного пласта. Це полегшує умови для подальшого наведення (покращення) проникності засобами гідростимулювання та іншими. Важливо, що результатом інверсії є регіональний характер покращення проникної здатності пласта, який створює передумови промислового освоєння пласта по всій території його поширення, а не лише на окремих його ділянках.

Існують також зони закономірного покращення метановіддачі (проникності) вугільного пласта, як правило, пов'язані з регіональними структурно-тектонічними умовами, певними формами рельєфу його поверхні. Перевагу рекомендується віддавати плікативним структурним формам – флексурним

перегинам та іншим, перш за все, внаслідок більшої ймовірності їх гідроізольованості порівнянно з диз'юнктивними. До того ж, характеризуючись здебільшого лінійно закономірним характером поширення, флексурні форми легше виявляються сейсморозвідкою.

Щодо ролі диз'юнктивних дислокацій, то в Донбасі переважна кількість зон диз'юнктивних дислокацій є постседиментаційною, оскільки процес пізньопермської інверсії здебільшого реалізувався шляхом використання конседиментаційних кам'яновугільних розломів.

В загальному випадку будова кожного вугільного пласта може бути досить складною: місця витриманих товщин та фізико-геологічних характеристик пласта незакономірно змінюються місцями його відсутності через заміщення теригенними породами ерозійно-врізових руслових систем. У вертикальному плані для різних вугільних пластів пошукового інтервалу розрізу конфігурація таких систем, як правило, не співпадає. Тому утворюється досить мозаїчна картина з місць присутності вугільних пластів та їх повної чи часткової відсутності у розрізі. Промислово перспективні пісковики та сланці міжвугільної товщі також характеризуються просторовою невитриманістю, що ще більше ускладнює пошукову модель досліджуваного інтервалу розрізу.

Така модель будови може бути охарактеризована як модель з випадково розподіленими по опошукованій території промислово значущими для видобутку метану ділянками, що породжує проблему оптимізації розміщення видобувних свердловин на досліджуваній площі. З цієї причини для прийняття рішення на постановку кожної свердловини використовується теорема гіпотез Байєса, тобто апарат, який передбачає саме випадковий (стохастичний) розподіл промислових характеристик товщі по досліджуваній території [5].

Тим не менше, не слід виключати і існування закономірного поширення зон підвищеної щільності запасів метану в нетрадиційних колекторських породах. Перш за все, такі зони можуть контролюватися тектонічними дислокаціями зонального поширення, прирозломними антикліналями, ділянками зміни палеогеографічних (палеогеоморфологічних) структурних форм здебільшого регіонального характеру. При сприятливих інших умовах, можливо, в першу чергу – гідродинамічних, такі зони будуть першочерговими об'єктами для проведення газовидобувних робіт. Одна з причин – високі значення початкової тріщинності, що спрощує проблему наведення проникності та вилучення сорбованого метану.

*Деякі принципи організації газовидобувних робіт***.** За щільністю ресурсів (до 0,5 млрд.м^3/км^2) та прогнозним щорічним видобутком (до 3 млрд. м^3) Донбас належить не до високоперспективних, а до перспективних регіонів. По запасах метану найбільш перспективними є Красноармійський та Донецько-Макіївський райони з вуглями середніх стадій метаморфізму. Також тут відмічається регіональна стратиграфічна приуроченість перспективних газоносних об'єктів до пісковиків московського та башкирського ярусів з нетрадиційними колекторами.

На даний час метанова проблема реалізується у напрямку дегазації шахтних полів, а не промислового видобування метану. Тому практично не розв'язуєтьсяся

основна задача - не розробляються схеми дегазації вугільних пластів і порід, які передбачають відокремлення за часом і у просторі процесів видобування вугілля та дегазації вугільно-породного масиву – видобування метану.

На даний час практично всі високогазопродуктивні поля вугільного Донбасу зайняті діючими вугільними шахтами та їх резервними ділянками. Тому на початковому етапі створення і освоєння технологій промислового видобутку і утилізації вугільного метану, найбільш перспективними рекомендується вважати поля діючих високопродуктивних вугільних шахт, їх фланги, та ділянки майбутньої прирізки або нового шахтного будівництва при комбінованому (поверхневому і одночасово підземному) способі видобутку метану, коли дегазацію проводять перед запуском шахти. В цьому випадку вдається відкачати до 70% обсягу метану в шахті [3], хоч промислові характеристики вилученого газу у цьому варіанті газовидобування по процентній кількості метану в газі можуть не відповідати існуючим нормативам для їх подачі в газопроводи.

На другому етапі, після набуття відповідного досвіду проведення газовидобувних робіт на високоперспективних ділянках, рекомендується постановка та проведення робіт на більш рядових і менш перспективних ділянках з використанням незалежного від видобутку вугілля методу, який реалізується через буріння спеціальних вертикальних і горизонтальних свердловин на метан вугільних родовищ та застосування методів підвищення газопроникності вугільних пластів. У цьому варіанті проведення газовидобувних робіт газ має кращі промислові показники, вміщуючи 95-98 % метану, 3-5% азоту та 1-3 % діоксиду вуглецю.

Пропонуються наступні основні принципи проведення газовидобувних робіт: 1) одночасове вилучення газу не лише з вугільних пластів, а і з інших нетрадиційних колекторів, у даному разі – з малопроникних пісковиків, сланців та покладів вільного газу у міжвугільній товщі; 2) виконання газовидобувних робіт окремим від вугільних шахт суб'єктом підприємницької діяльності.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Анциферов А.В. , Голубев А.А. , Канин В.А. и др. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: [монография]; в 3-х томах/ УкрНИГИ НАН Украины – Донецк: Из-во «Вебер», 2009. Т.І: Геология и газоносность западного, юго-западного и южного Донбасса - 456.

2. Анциферов А. В. , Голубев А. А. , Канин В. А. и др. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: [монография]; в 3-х томах/ УкрНИГИ НАН Украины – Донецк: Из-во «Вебер», 2010. Т. ІІ: Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДв и Львовско-Волынского бассейна – 478 с.

3. Бакулин Є., Борисов Ю., Яремчук Я., Шваченко И. / http://ruska-pravda.org/ Мониторинг СМИ «Газовые кладовые Украины» № 23 (513) 112010.-17 июня

4. Жикаляк М.В. Геолого-технологічні передумови розвитку метановидобувної галузі в Донбасі // Геотехническая механіка. – 2010.-Вып. 87.-С 167-185.

5. Мерикл Е.Д. Метан угольных пластов: презентация для Украины «Ексон Мобил Эксплорейшн Компани» (ЭМЕК) Февраль 2011, 12 с.

6. Метан угольных месторождений Украины: бизнес-план проекта по извлечению метана на шахте «Комсомолец Донбасса»/ Пер. с англ.//Сост.: Д. Р. Триплетт и др - К.: Логос, 2000 – 28с.: ил.

УДК 553.94. 551.735 (477.82/84)

канд. геол. наук, с.н.с. І. В. Бучинська
м.н.с. П. М. Явний
м.н.с. О. О. Яринич
м.н.с. О. М. Шевчук

ГАЗОНОСНІСТЬ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ ТА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНИНІ ВЛАСТИВОСТІ ПОРІД ПОКРІВЛІ І ПІДОШВИ ПОЛЯ ШАХТИ № 1 ”ТЯГЛІВСЬКА” ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ

Сопоставлены данные по изучению газоносности угольных пластов поля шахты № 1 “Тягловская” и физико-механическим свойствам пород их непосредственной кровли и подошвы. Благоприятными яляются условия для выработки пластов b_4, $n_8^в$, n_8. Несколько сложнее – для пластов n_9, $n_7^в$, n_7^1, что вызвано низкой стойкостью пород кровли. Наиболее сложной прогнозируется ситуация для эксплуатации пласта n_7 из-за низной стойкости и способности его кровли к обрушениям. Угольные пласты (кроме b_4) находятся в метановой зоне. Их газоносность значительна, содержание метана в газовой смеси высокое. Это будет составлять дополнительные трудности при эксплуатации.

GAS-BEARING POTENTIAL OF COAL SEAMS AND PHYSICAL-MECHANICAL PROPERTIES OF ROOF AND BASE ROCKS OF THE TYAGLIV-1 MINE FIELD OF THE LVIV-VOLYN BASIN

Data on studies of the gas-bearing potential of coal seams of the Tyagliv-1 mine field are correlated as well as physical-mechanical properties of their immediate base and roof. Favorable conditions are known to exist for working of the seams b_4, $n_8^в$, n_8. Somewhat more composite ones are observed for the seams n_9, $n_7^в$, n_7^1 that was caused by low stability of the roof rocks. The most composite situation is forecasted for exploitation of the seam n_7 one to low stability and ability of its roof for landslides. Coal seams (exsepting b_4) lie in the methane zone. Their gas-bearing potential is suffcient, methane content in a gas mixture is high. That will cause additional difficalties in the process of exploitation.

Основним підприємством, що веде видобуток вугілля Львівсько-Волинського кам’яновугільного басейну (ЛВБ), на сьогоднішній день є “Львіввугілля”. За останні десять років підприємство зазнало значних змін, пов’язаних з реконструкцією та закриттям цілого ряду шахт. На початок 2000 року до складу об’єднання входило 12 шахт. До 2006 року їх залишилося лише вісім. За 2009 рік видобуто 2,5 млн. т вугілля. В 2010 році ситуація дещо покращилася. Кошти виділені на реконструкцію шахт, дозволили підвищити видобуток вугілля в середньому до 315 тис. тонн на місяць.

В перспективі є проекти спорудження нових шахт, які були б хорошим додатком до паливно-енергетичної бази України. Саме до запроектованих шахт відноситься № 1 “Тяглівська”, де проведена детальна розвідка, запаси затверджено ДКЗ СРСР (1986 р.) і передано для освоєння ДП „Львіввугілля”. В останні роки інтерес до поля шахти № 1 “Тяглівська” зріс, оскільки передбачається залучення грошей іноземних інвесторів.

Поле шахти № 1 “Тяглівська” знаходиться на північно-західній частині Тяглівського родовища ЛВБ, яке приурочене до однойменної синкліналі північно-західного простягання. Кут падіння на крилах складки – 4–9°. Тектонічна будова безпосередньої ділянки, що відводиться під поле шахти