

4. Закономерности изменения газовой проницаемости горных пород при переходе их из равнокомпонентного объемного напряженного состояния в разнокомпонентное / В. Г. Перепелица, В. С. Кулинич, Г. А. Шевелев, В. В. Лукинов // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепропетровск, 2004. – Вып. № 61. – С. 12 – 17.

УДК 622.324.5 (477.6)

Канд. геол. наук М. В. Жикаляк
(ДРГП «Донецькгеологія»)

ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ПЕРЕДУМОВИ РОЗВИТКУ МЕТАНОВИДОБУВНОЇ ГАЛУЗІ В ДОНБАСІ

Решение проблемы добычи метана из угольных месторождений Донбасса на флангах и за пределами шахтных полей, требующее на начальном этапе весьма больших капиталовложений и инновационного подхода, должно базироваться не на скоропалительных экспериментально-буровых работах в пределах единичных локальных участков, а на системных научных и опытно-промышленных исследованиях на всех этапах их освоения с учетом достоверности оценочных параметров, технико-экономического обоснования и организации поэтапного промышленного извлечения метана как самостоятельного энергетического сырья.

GEOTECHNOLOGICAL PRECONDITIONS OF DEVELOPMENT OF BRANCH OF EXTRACTION OF METHANE IN DONBASS

The solving of the problem of extraction of methane from coal deposits of Donbass on flanks and outside the mine fields, demanding on the initial stage of greatly big capital investments and the innovational approach, should be based not on hasty experimental - drilling activity within the limits of individual local sites, but on system scientific and experimental-industrial researches at all stages of their development in view of reliability of estimated parameters, technical and economic basis and organization of stage-by-stage industrial extraction of methane as independent energy raw material.

Вступ

Вугільна промисловість України є однією із найстаріших галузей загальнодержавного виробництва первинної сировини та палива, яка характеризується високою ресурсною забезпеченістю (53,3 млн. т запасів кам'яного вугілля) і дуже складними гірничо-геологічними умовами вуглевидобутку. Саме безальтернативність підземної розробки вугільних родовищ, перспективи погіршення гірничих умов видобування вугілля та перманентне зростання навантаження на очисні вибої шахт визначають високу актуальність на державному рівні проблеми метанобезпеки вугільних шахт і поетапного комплексного вилучення газу метану на усіх етапах функціонування шахтних полів. Одночасно світові досягнення в області цільового видобування метану вугільних родовищ роблять його потенційно найбільш швидко зростаючим сегментом використання нетрадиційного газу – 7-22 % від традиційного видобутку природного газу. В Україні і Донбасі зокрема існує різкий контраст з передовими метановуглевидобувними країнами, оскільки розвиток нетрадиційного газу все ще перебуває на ранній підготовчо-організаційній стадії. Обумовлений такий стан

інерцією і застарілими технологіями, відсутністю цільових інвестицій в галузь, традиційно негативним ставленням до метану як до шкідливої домішки, небажанням або відсутністю у шахт стимулів щодо впровадження інновацій і поетапного вилучення метану у відповідності до стадії освоєння вугільного родовища або шахтного поля. Крім того прийняті у більшості робочих проектах вугільних шахт Донбасу рішення з облаштування схем розкриття і схем вентиляції не відповідають фактичним даним зміни та зростання природної газоносності вугільних пластів, реальному метанозбагаченню гірничих виробок, складним гірничо-геологічним умовам і сучасним вимогам промислової та екологічної безпеки вуглевидобутку.

Аналіз проблеми та визначення завдань

Зараз супутню та випереджаючу дегазацію вуглепородного масиву в Донбасі здійснюють 44 шахти із 142 великих вуглевидобувних підприємств Донецької, Луганської і Дніпропетровської областей, що складає 31% від загальної їх кількості. Тільки підземну дегазацію свердловинами, пробуреними із гірничих виробок, здійснюють 38 шахт, а комбіновану, в тому числі і поверхневими свердловинами, виконує всього шість шахт [3]. Щорічно дегазаційні системи цих шахт у сумі вилучають біля 360 млн. м³ метану, з яких 140 млн. м³ утилізується в шахтних котельнях (14 шахт), газогенераторах (3 шахти), у факельних установках (4 шахти) та по одній шахті як моторне паливо або для підігрівання повітряподаючих струменів [3].

Стримуючими факторами зростання економічної привабливості проектів щодо видобування і використання метану вугільних родовищ Донбасу є низька конкурентоспроможність вуглеметанових технологій в умовах традиційної залежності вітчизняної промисловості від імпортованого російського природного газу (33-56 млрд. м³ щорічно), значні обсяги власного видобутку природного газу (19-21 млрд. м³ на рік) та наявність потужної розвинутої газової інфраструктури, яка повністю орієнтована на використання наявних нафтогазових технологій. Звичайно, традиційні технології видобування природного газу є економічно більш вигідними і сучасними, чим вилучення та використання нетрадиційного енергоресурсу – метану вугільних родовищ. Але в останні роки надзвичайно актуальним став екологічний чинник - стимулювання зменшенню викидів парникових газів в атмосферу. Тому підписання Україною Кіотського протоколу зобов'язує вітчизняну промисловість здійснити суттєві заходи з комплексної дегазації та утилізації метану вугільних родовищ (шахтних полів). Тим паче, якщо врахувати, що використання механізмів Кіотського протоколу може забезпечити підвищення рентабельності поетапного вилучення і утилізації метану на 35-45 [1,4].

Найбільш ефективним заходом щодо зменшення виділення метану у гірничі виробки шахт зараз використовується комплексна поетапна дегазація вугільних пластів, порових і порово-тріщинних колекторів природних скупчень вільного і адсорбованого (поверхнево-сорбованого) газу через дегазаційно-видобувні свердловини, які буряться із земної поверхні або із підземних гірничих виробок.

Як правило, щільність таких свердловин повинна складати дві-три свердловини на один квадратний кілометр площі шахтного поля чи резервного вугільного родовища групи "а" [2,4].

Враховуючи ресурсний потенціал метану вугільних родовищ Донбасу, зараз в Україні необхідно сформувати сучасну інфраструктуру виробників і споживачів газу метану, що відповідає головним завданням метанобезпеки вуглевидобутку та зменшенню енергозалежності країни від імпортованого природного газу.

Виклад основних результатів дослідження

Головним принципом при обґрунтуванні і реалізації програми комплексного поетапного видобутку газу метану із вугільних родовищ і шахтних полів Донбасу з метою його використання як альтернативного енергоресурсу повинна бути типізація і структуризація робіт, заходів, завдань і технологій у відповідності до особливостей вилучення газу на всіх етапах освоєння вугільних родовищ та шахтних полів. Зокрема доцільно виділити шість самостійних технологічних етапів комплексного вилучення метану:

- етап геологічного вивчення та дослідно-промислового видобування газу метану із вугільних родовищ;
- етап завчасної попередньої дегазації та вилучення газу метану в період проектування і будівництва шахт, освоєння резервних блоків або горизонтів;
- випереджаюча дегазація та вилучення газу метану поверхневими свердловинами у межах шахтних полів за 5-10 років до початку проведення очисних робіт;
- поточне комбіноване вилучення газу метану системами поверхневої та підземної дегазації в процесі вуглевидобутку;
- вилучення газу метану фланговими або секційно-блоковими системами вентиляції шахт;
- дегазація та вилучення газу метану із виробленого простору закритих шахт.

Тобто у цільовій програмі комплексного видобутку газу метану передбачається вилучення газу завчасно за 5-12 років до початку ведення гірничих робіт і продовження дегазації вугільних пластів, порових і порово-тріщинних колекторів на протязі 30-40 років в період активної експлуатації шахт, а за сприятливих умов і в післяексплуатаційний період.

Зміна закономірностей пористості та газопроникності вугілля і вміщуючих порід, газовіддачі вугілля, десорбції та дренальної здатності метану на різних стадіях освоєння вугільного родовища свідчить про те, що вимоги до технології вилучення газу метану в процесі випереджаючих робіт та при видобуванні вугілля також змінюються і розвиваються. З врахуванням вимог щодо промислової безпеки вуглевидобутку та завдань по вилученню газу метану як альтернативного енергоресурсу детально розглянемо чотири основні технологічні етапи комплексного його видобутку:

Вилучення газу метану на стадії геологічного вивчення вугільних родовищ з дослідно-промисловою розробкою. На даній стадії необхідно виконати комплексні геолого-геофізичні дослідження вугільного родовища чи ділянки, провести

детальний літолого-фаціальний аналіз продуктивної товщі та структурно-морфологічний аналіз умов залягання вугільних пластів і основних верств пісковиків. Вивчити і змоделювати розподіл газу метану, його вільних та адсорбованих (поверхнево-сорбованих) фракцій, врахувати стадію метаморфізму, мікрокомпонентний і фізико-хімічний склад вугілля, його газоемність і газопроникність, структурно-текстурні особливості, вихід летких речовин, літогідростатичний, гірський і пластовий тиск, пористість та фільтраційні властивості продуктивних горизонтів і пластів. Обов'язково треба підрахувати ресурси і запаси газу метану в вугільних пластах і верствах пісковиків, а також обґрунтувати продуктивність і видобувні обсяги газу метану для кожного 1 км² площі родовища чи ділянки. При цьому оптимальним масштабом картографічних побудов для окремих об'єктів з використанням цифрових комп'ютерних технологій, за досвідом ДРГП "Донецькгеологія", можна вважати масштаб 1:25000-1:50000 [2].

Кількість параметричних і розвідувально-видобувних свердловин на дослідно-промисловому етапі повинна бути обмеженою і розташовувати їх доцільно тільки за прямими критеріями, головним чином, у межах структурно-тектонічних та літологічних пасток і на локальних ділянках із сприятливою гідродинамікою та незначним обводненням потенційно продуктивних пластів, тобто на місцях, які за комплексом ознак будуть найбільше забезпечувати локалізацію вільного і слабосорбованого газу метану. При цьому газовіддача у розвідувально-видобувні свердловини з радіусом дронування до 250 м для верств газонесних пісковиків і не більше 50-75 м для вугільних пластів може відповідно досягти 30-35 із пісковиків і 10-15 із вугільних пластів від їхньої природної газонесності. Термін активного функціонування розвідувально-видобувних свердловин повинен складати не менше 12-15 років з продовженням і активізацією їх видобувної здатності на наступній стадії освоєння вугільного родовища [2, 4].

Етап завчасної попередньої дегазації та вилучення газу метану в період проектування і будівництва шахти, освоєння резервних блоків або горизонтів. В природному стані на стадії проектування і будівництва шахти, освоєння нових блоків та горизонтів не розвантажені вугільні пласти характеризуються низькою газопроникністю і газовіддачею. Ефективність вилучення газу метану на даній стадії освоєння вугільних родовищ буде визначатися наступними сприятливими факторами [2, 4]:

- низько-середнім і середнім ступенем метаморфізму вугілля (марки Г, Ж, К і ПС);

- наявністю у вугленосній товщі потужних (більше 0,6 м) пластів крихкого вугілля з об'ємною газопроникністю більше 0,1 мілідарсі і відбивною здатністю вітриніту R_0 від 0,8 до 2,1, а також збільшенням потенційної газопродуктивності за рахунок порових колекторів-пісковиків алювіально-дельтового та прибережно-морського генезису;

- високою газонесністю вугілля (більше 15 м³/т) при пропорційному її зростанні з глибиною до 85-95 % від максимальної газоемності;

- вітринітовим складом вугілля та його зольністю менше 25 %;

виходом летких речовин у вугіллі від 21 до 25 % і максимальними значеннями вільного газовиділення у газокернабiрнику;

- наявністю у вугіллі мережі кліважних тріщин, відкритих мікропористих та лінійних порожнин;

- сприятливою геодинамікою вугленосного масиву в стані розтягування або слабого стиснення;

- оптимальною глибиною залягання вугільних пластів від 450 м до 1050 м, а пісковиків – від 900 м до 1800 м;

- кількістю дегазаційно видобувних свердловин та строком їх функціонування від 5 до 12 років до початку гірничих робіт.

При обґрунтуванні місць розміщення дегазаційно-видобувних свердловин в період будівництва шахти та підготовки резервних блоків і горизонтів необхідно враховувати схему розкриття шахтного поля та розташування основних гірничих виробок. Цей етап за найбільш сприятливих умов може забезпечити вилучення до 15 % газу метану від природної газоносності продуктивних пластів. Для інтенсифікації процесів газовіддачі вугільних пластів доцільно застосовувати їх гідророзчленування, пневмовитискування метану, закачування у пласти зрідженого азоту, використання розчинів хімічно-і поверхнево-активних речовин та перманентне забезпечення перемінних гідродинамічних ефектів, які сприятимуть збільшенню ступеня дегазації вугільних пластів, газоносних пісковиків та вугленосної товщі в цілому.

Поєднання умов розтягування вугленосного масиву з високою порушеністю вугілля як на рівні тріщин, так і на рівні надмолекулярної структури, будуть найбільш сприятливими для завчасної випереджаючої дегазації вугільних пластів з денної поверхні через вертикальні та вертикально-горизонтальні дренажно-видобувні свердловини [4].

Випереджаюча дегазація та вилучення газу метану поверхневими свердловинами у межах шахтних полів за 5-0 років до початку проведення очисних робіт: способи, схеми і параметри дегазації та вилучення метану на цьому етапі, значною мірою, визначатимуться гірничотехнічними умовами і технологічними схемами видобування вугілля, які прийняті на конкретних шахтах за комплексом геологічних та гірничих факторів. Для найбільш метанопродуктивних ділянок на кожному видобувну панель, як правило, із земної поверхні необхідно бурити дві дегазаційно-видобувні свердловини, проекція яких орієнтується в середині по вісі панелі з незначним їх зміщенням у напрямку до вентиляційних і польових штреків. При цьому дегазаційно-видобувними свердловинами не перебурюється вугільний пласт, який розробляється, а їх вибій повинен знаходитись на відстані 10-25 м від покрівлі цього вугільного пласта.

Технологія видобування газу метану засобами комбінованої комплексної дегазації базується на вакуумуванні дегазаційно-видобувних свердловин, які пробурені із денної поверхні та із гірничих виробок. Технологічні схеми і парамет-

ри вилучення газу метану вибираються, виходячи із джерел та об'ємів метановиділення, особливостей розробки вугільних пластів, стану вуглепородного масиву і умов денної поверхні. Наприклад, на шахтах Кузбасу коефіцієнт вилучення метану із вугільних пластів засобами комбінованої дегазації за останні 10 років у середньому щорічно складає від 15-17 % до 23-27 % від природної газоносності [1].

Надзвичайно важливим на даному етапі вилучення газу метану необхідно вважати визначення умов і параметрів зміни гірського тиску у вугільному масиві, які необхідні для розвитку перманентного самопідтримуючого циклічного процесу деструкції системи "вугілля-метан" та стимулювання газовіддачі при дегазації вугільних пластів.

За умов наявності у межах видобування ділянок тектонічних порушень може суттєво змінюватись газовий режим очисного вибою і створюватись умови для формування локальних скупчень вільного газу метану з аномальною концентрацією. Тому у таких місцях, крім обов'язкового буріння поверхневої дегазаційно-видобувної свердловини, із верхніх або флангових гірничих виробок необхідно бурити діагональні та перехресні дегазаційні свердловини.

При визначенні місць буріння дегазаційно-видобувних свердловин в конкретних гірничо-геологічних умовах треба враховувати характеристики майбутніх зон підроблення і конфігурацію ізоліній зсуву на суміжних ділянках, що дозволить визначити оптимальний варіант їх закладення з точки зору забезпечення максимальної газовіддачі та довгострокової експлуатації. Діагональні та субгоризонтальні випереджаючі метанові свердловини для завчасної дегазації вугільного масиву необхідно розташовувати за контурами майбутніх підготовчих гірничих виробок та паралельно лінії очисного вибою за схемами, які передбачають буріння віяльних дегазаційно-дренувальних свердловин.

При наближенні очисних робіт і переході дегазаційно-видобувних свердловин в область розвантаження буде відбуватись значне розширення зони впливу кожної із них і як результат взаємонакладення зон та газодинамічний взаємозв'язок усіх свердловин між собою. Це сприятиме більш повній дегазації верств пісковиків і вилученню метану із вугільних пластів в обсягах до 30% від їх природної газоносності.

Поточне комбіноване видобування (вилучення) газу метану системами поверхневої і підземної дегазації в процесі вуглевидобутку. На стадії експлуатації вугільних шахт під час проведення очисних робіт відбувається розвантаження великих об'ємів газонасиченого масиву від гірського тиску. Газопроникність вугільних пластів і вміщуючих порід суттєво зростає, що обумовлює підвищення газовіддачі всій підробленій площі у межах зони повного завалення. Тому додаткової дії на пласти і гірський масив щодо підвищення газопроникності не потрібно. Джерелами вилучення метану будуть вугільні пласти, що розробля-

ються, наближені пласти-супутники, верстви газоносних пісковиків та власне вироблений простір діючих видобувних ділянок. Технологія вилучення кондиційного метану на цьому етапі передбачає вирішення задачі щодо ефективного управління газовиділенням, газозбиранням та газопостачанням до установок з утилізації газу метану. При цьому газовиділення у функціонуючі з попередніх етапів вертикальні дегазаційно-видобувні (дегазаційно-дренувальні) свердловини буде визначатися об'ємом розвантаженої зони гірського масиву, її газонасиченістю і газопроникністю, тиском газу та конструкцією фільтраційної частини цих свердловин. Одночасно режим відкачування газу на вустя дегазаційно-дренувальних свердловин необхідно встановлювати таким, щоб кількість каптованого газу відповідала би кількості газу метану, який буде поступати із газонасиченого масиву у вироблений простір.

Обсяги вилучення метану в процесі видобутку вугілля, газовий режим гірничих виробок та безпека робіт, головним чином, будуть залежати від точності визначення метаносності вугільних пластів і вміщуючих порід, їх фільтраційно-ємнісних властивостей і очікуваного газовиділення по джерелам виділення метану та об'єктам провітрювання. Тому надзвичайно важливою зараз є проблема удосконалення системи ведення моніторингу газового режиму (газового балансу) діючих вугільних шахт з врахуванням природної газосності та газовиділення з усіх джерел вилучення метану. Основними схемами тривалої підземної дегазації виробленого простору на виймальних ділянках є схеми, які передбачають буріння дегазаційно-дренувальних свердловин над куполами завалення та у підстилаючі пласти газоносних пісковиків із виробок очисного вибою та із флангових гірничих виробок. В умовах Донбасу вилучення метану засобами комплексної підземної дегазації в процесі вуглевидобутку може бути забезпечене в обсягах 20-25 % від об'єму метанозбагаченості гірничих виробок. Для порівняння досягнутий рівень ефективності такої підземної дегазації у Кузбасі складає 26 % [1].

Вітчизняний досвід дегазаційних робіт на шахті ім. О. Ф. Засядька свідчить, що довжина підземних дегазаційних свердловин в умовах значного гірського тиску на глибинах понад 1000-1200 м складає до 300 м при діаметрі 150 мм, а вертикальних – до 1300 м при кінцевому діаметрі 200 мм. В Красноармійському і Південно-Донбаському вуглепромислових районах середня глибина таких вертикальних дегазаційно-видобувних свердловин складе 950 м. Висока ефективність та надійність технологічних рішень при комплексному поетапному вилученні газу метану із вугільних пластів порових і порово-тріщинних колекторів вугільних родовищ і шахтних полів Донбасу, які будуть реалізовуватись на основі приватно-державного партнерства та інновацій, за сприятливих умов забезпечать поступове зростання щорічного видобутку газу метану – до 5 млрд. м³ у 2030 році (рис. 1).

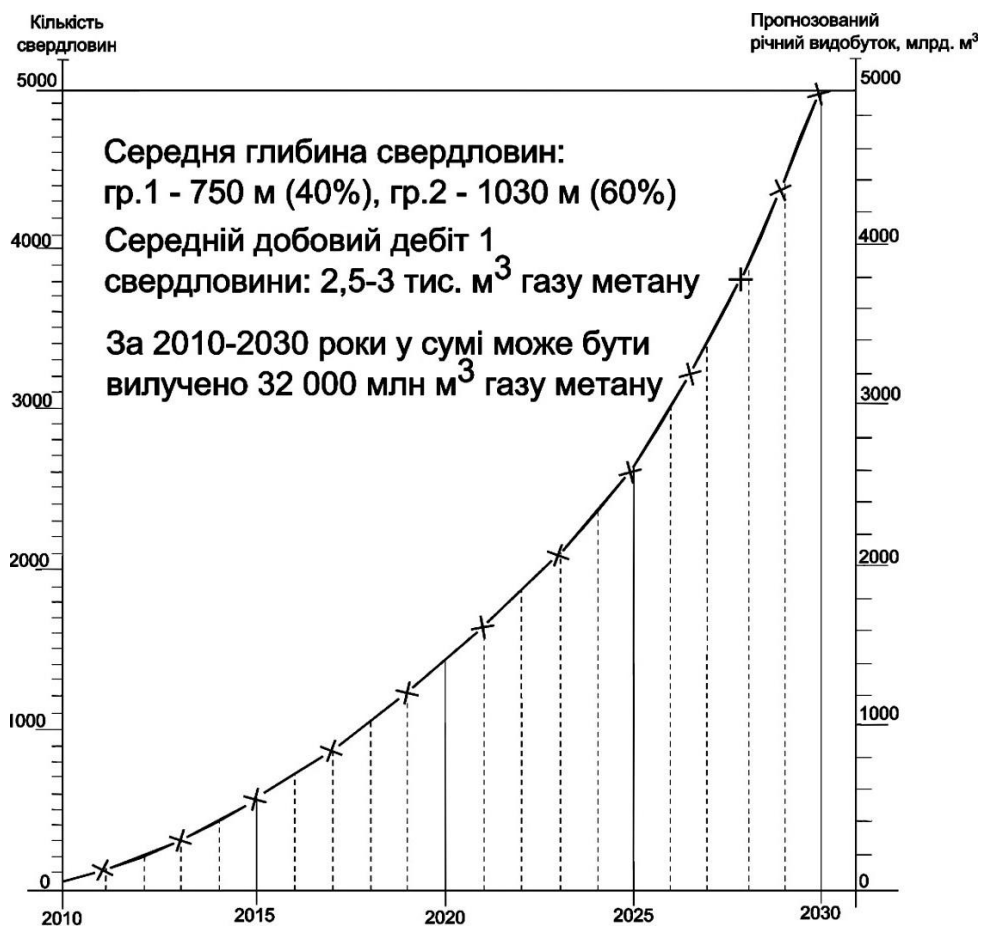


Рис. 1 – Зміна прогнозованого річного видобутку газу метану в Донбасі у залежності від кількості поверхневих дегазаційно-експлуатаційних свердловин

Висновок

Наведені вище результати дослідження відповідають провідним світовим тенденціям щодо видобутку газу метану, безпечної та комплексної експлуатації вугільних родовищ, ресурсо-і енергозбереження та скорочення викидів в атмосферу парникових газів.

Реалізація програми поетапного вилучення газу метану із вугільних родовищ та шахтних полів Донбасу дозволить суттєво оптимізувати паливно-енергетичний баланс України за рахунок заміни значної кількості імпортованого природного газу власним видобутком і використанням газу метану вугільних родовищ. Підвищить ефективність державної політики щодо використання надр Донбасу завдяки залученню альтернативного екологічно чистого джерела енергії та забезпечить більш раціональний паливний баланс у вуглевидобувних і енергогенеруючих регіонах України.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Концептуальные подходы к обеспечению метанобезопасности угольных шахт России и СНГ на 2007-2010 гг. / Пучков Л. А., Сластинов С. В., Каледина Н. О. [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. – Спец. вып. 13. – "Метан". – М. : Изд-во Моск. горн. университета, 2007. – С. 9 – 36.
2. Жикаляк Н. В. Инновационные перспективы поэтапного извлечения газа метана в Донбассе / Н. В. Жикаляк // Матеріали міжнародного інвестиційного форуму "Шахтний метан: Фінансування проєктів в Україні".: Донецьк, 3.06.2010 р. – 10 с.

3. Кочерга В. Н. Пути повышения эффективности дегазации и объемов извлечения метана на действующих и закрытых шахтах Донбасса / В. Н. Кочерга // Материалы международного инвестиционного форума "Шахтный метан: Финансирование проектов в Украине".: Донецк, 2010. – 15 с.

4. Жикаляк Н. В. Промыленно-геологические факторы комплексной дегазации шахтных полей Донбасса / Н. В. Жикаляк, В. В. Кирюков, О. А. Куц // Сборник научных трудов УкрНИИМИ НАН Украины. Выпуск 5 (часть II): –Донецк, УкрНИИМИ НАН Украины, 2009. – С. 371 – 385.

УДК 553.98.061.4:553.94(477.63)

Инж. И. М. Шайдорова,
инж. А. В. Афанасьев
(ГРГП «Донецкгеология»)

ОПЫТ ВЫДЕЛЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГАЗА-МЕТАНА И ПРИМЕНЕНИЯ КАЧЕСТВЕННОГО ПОКАЗАТЕЛЯ ГАЗОНОСНОСТИ НА УГОЛЬНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО ДОНБАССА

Показано, що з'явилася можливість порівнювати газонасність нетрадиційних колекторів вуглеводневих газів на різних площах. Застосування нормованого відносного коефіцієнта дозволяє виділяти ділянки з підвищеною газонасністю і давати якісну характеристику величини газонасності.

EXPERIENCE OF CHOOSING OF NONCONVENTIONAL COLLECTORS OF GAS-METHANE AND USING OF QUALITATIVE FACTOR OF GAS CONTENT ON COAL DEPOSITS OF WESTERN DONBASS

It is shown, that the opportunity to compare gas content of nonconventional collectors of hydrocarbonic gases on the different areas has appeared. Application of the normalized relative factor allows to choose sites with increased gas content and to give the qualitative characteristic of size of gas content.

В современных экономических условиях актуальной задачей является поиск дополнительных энергоресурсов в связи с повышением цены на импортный природный газ. Одним из решений данной задачи является выявление перспективных объектов для извлечения газа-метана из угленосных толщ Западного Донбасса.

Для выявления объектов, перспективных для добычи метана из угленосных толщ Западного Донбасса, специалистами Западно-Донбасской комплексной геологоразведочной партии Государственного регионального геологического предприятия «Донецкгеология» проводился детальный анализ и сопоставление всех имеющихся геологических, геолого-промысловых (КИИ-65) материалов, данных геофизических исследований (ГИС) и газового каротажа. В результате было установлено, что в подошве практически каждого угольного пласта на глубине 1-2 м находится интервал (зона) пород с низкой плотностью и относительно высокой пористостью. Мощность этих зон колеблется от 1-2 до 8-10 м. По макроскопическому описанию породы зоны представлены аргиллитами и алевролитами с обязательным присутствием в разрезе песчаника незначительной мощности (0,5–2,0 м) (возможно их тонкое переслаивание). По данным газового каротажа отмечается повышенное содержание метана.