

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

докт. геол.-мінерал. наук В.В. Лукінов

ГЕОЛОГО-МЕТОДОЛОГІЧНЕ ОБГРУНТУВАННЯ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ТА ЗАПАСІВ ГАЗУ МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ І ШАХТ

Обоснованы геолого-методологические принципы дифференциации требований, оценочных параметров, горно-геологических и технико-экономических факторов раздельного подсчета ресурсов и запасов газа метана в зависимости от этапа освоения угольных месторождений и шахт. Выделены восемь геолого-генетических типа ресурсов метана и три основные промышленные типа его запасов, а также определены критерии экономической целесообразности добычи газа.

GEOLOGICAL AND METHODOLOGICAL JUSTIFICATION OF ASSESSMENT OF RESOURCES AND RESERVES OF METHANE GAS OF COAL DEPOSITS AND MINES

Geological and methodological principles of differentiation of requirements, evaluation criteria, mining-and-geological and engineering-and-economic factors of separate counting of resources and reserves of methane gas depending on the stage of development of coal deposits and mines were justified. Eight resource of methane of geological-genetic type and three main industrial types of its reserves were singled out and also it was defined criteria of economic reasonability of gas extraction.

Розвиток геологічної науки та практики надрокористування на протязі останніх 30 років дозволяє розглядати вугленосні товщі і басейни в якості потужних генераторів вуглеводнів, оскільки одна тона кам'яного вугілля в процесі від накопичення органічної маси, торфо- і лігнітоутворення до діагенетичних змін та метаморфізму в середньому генерує 200 – 250 м³ газу [3]. Мікрокомпоненти вугілля з підвищеним вмістом ліпоїдів та відбивною здатністю вітриніта від 0,5 до 1,3 R⁰_{max} % генерують не тільки газ, але і рідкі вуглеводні. На периферії вугільних басейнів і в сприятливих структурно-тектонічних умовах окремих вугленосних районів ці вуглеводні можуть утворювати невеликі самостійні родовища природного газу з газовим конденсатом або нафтою.

Щільність ресурсів газу метану вугільних пластів тільки Красноармійського, Південно-Донбаського та Донецько-Макіївського районів Південно-Західного Донбасу, за даними американської компанії СБМ Енерджі, переважає або знаходиться на рівні із газометановою щільністю самих багатих вугільних басейнів США, крім Сан-Хуан, Піентс та Північні Аппалачі. Але в минулі роки в Україні підрахунок ресурсів метану вугільних пластів здійснювався і враховувався, головним чином, для проектування та оптимальної експлуатації і дегазації вугільних шахт. Тільки зараз паливно-енергетична необхідність та економічна доцільність широкомасштабного промислового видобутку і утилізації газу метану вугільних родовищ і шахт стали надзвичайно актуальними та набули загальнодержавного значення.

Становлення методології з вивчення газоносності та оцінки ресурсів і запасів метану

Вивчення газоносності вугілля та вміщуючих порід у Донецькому басейні започатковане в 1889-1900 роках П.В. Кулібіним і О.А. Фрезе (дослідження газозбагачення шахт) і з 1902 р. О.О. Скочинським і М.І. Подкопаєвим (опис потужних суфлярних газопроявів) та з 1907 р. більш системно Н.Н. Черніциним на Макіївській центральній рятувальній станції (з 1930-х років МакНДІ). В довоєнні та повоєнні роки результати дослідження геологічних, геохімічних, гідрогеологічних і колекторсько-ємнісних закономірностей газоносності вугільних шахт Донбасу всебічно узагальнені в роботах О.О. Скочинського, Д.Г. Лідіна, М.М. Страхова та О.І. Кравцова.

З 1954 р. в Донбасі проводяться комплексні дослідження всієї вугленосної товщі з допомогою газового каротажу, які досягнули максимального розвитку (до 30 свердловин на рік) у 1968-1969 роках [1, 2]. З 1956 року з використанням газокернабiрників модифікацій ІГС ім. Скочинського (ГКМ-84), МакНДІ (ГКМ-92) і фахівця-винахідника тресту «Артемгеологія» (зараз ДРГП «Донецькгеологія») С.Є. Олексієнка (С.Е. Алексеєнко) розпочалося пряме визначення газоносності вугільних пластів. Саме завдяки конструктивній простоті та технічній надійності модифікації Олексієнка С.Є. (КА-61) з 1961 р. достовірність газового опробування вугільних пластів в Донбасі досягла 70-80 % [1, 3].

Базуючись на наукових припущеннях Н.Н. Черніцина і Л.М. Бикова стосовно трьох форм знаходження метану у вугільних пластах (вільній, адсорбованій і абсорбованій органічною масою вугілля) з 1968 р. були розпочаті лабораторні дослідження з визначення сорбційної метаноємності кам'яного вугілля і антрацитів, а з 1969 р. – заміри газових тисків у вугільних пластах. Було обґрунтоване припущення, що сорбційна ємність зростає з підвищенням метаморфізму вугілля. Одночасно для вивчення сорбційної метаноємності (x_c) вугілля широке застосування знайшло емпіричне рівняння Ленгмюра:

$$X_c = \frac{a \cdot v \cdot P}{1 + v \cdot P}, \text{ м}^3/\text{т з.м.}, \quad (1)$$

де a - коефіцієнт максимально можливого об'єму сорбованого газу при даній температурі, $\text{м}^3/\text{т}$;

v – коефіцієнт, який залежить від температури та сорбційних властивостей;

P – тиск газу, $\text{кг}/\text{см}^2$.

Значення коефіцієнтів « a » і « v » визначаються із замірів. Прийнятий вигляд емпіричної залежності (1) визначив подальше застосування в наступних дослідженнях гіперболічної залежності метаноємності вугілля від тиску газу в пласті [1, 3].

З 1970 року новаторські дослідження Х.Ф. Джамалової (УкрНДГаз, м. Харків) і А.С. Портянова (ВО «Укрвуглегеологія», м. Донецьк) забезпечили вивчення у геологорозвідувальних свердловинах водозбагачення глибоких горизонтів, газо- і водопроникності пластів, газового та пластового тисків, водорозчинного і вільного газу за допомогою пластовипробувача КВІ – 65 (КІИ – 65) та з урахуванням досвіду випробування нафтогазових свердловин [1, 2].

Системне вивчення за тридцятирічний повоєнний період газоносності вугілля і вміщуючих порід, їх фізико-механічних властивостей і гірничо-геологічних умов різних вітчизняних та зарубіжних вугільних родовищ узагальнено в 1979 р. в трьохтомній монографії «Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР». На базі накопиченого значного досвіду та багатьох методичних розробок виробничих і науково-дослідних організацій з 1977 року вивчення газоносності вугілля і вміщуючих порід проводиться як в процесі геологорозвідувальних, так і експлуатаційних робіт у відповідності з «Инструкцией по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород» (М.: Недра, 1977), а з 1987 р. з дотриманням вимог «Временных методических требований к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах» (М.: ГКЗ СССР, 1987) і «Методического руководства по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого» (М.: Мингео СССР, 1988).

Наявність даних нормативних документів дозволила в 1989 р. 9 організаціям під керівництвом ВНДГРІвугілля (ВНИГРИУголь, г. Ростов-на-Дону) вперше виконати комплексну оцінку ресурсів газу метану вугільних пластів на діючих шахтах і шахтах у стадії будівництва (491 млрд. м³), розвіданих, резервних і перспективних ділянках (430 млрд. м³), а також у межах оцінки прогнозних ресурсів вугілля вугленосних площ (162 млрд. м³). Всього орієнтовні ресурси газу метану вугільних пластів Великого Донбасу сумарно склали 1083 млрд.м³ [11], хоча об'єми ресурсного потенціалу всієї вугленосної товщі басейну з урахуванням некоректно опосередкованої газоносності всіх вміщуючих порід різними дослідниками оцінювалась від 12 трлн.м³ до 22-25 трлн. м³ [1, 3]. Але в більшості науковців і геологів-практиків такі надзвичайно ейфоричні оцінки ресурсного потенціалу газу метану визивали і визивають великий сумнів, критичні зауваження та несприйняття, оскільки базуються на недостовірних параметрах газоносності всієї товщі порід до глибини 1800 м і неврахуванням надзвичайної мінливості вугленасиченості кам'яновугільних відкладів у геологічному розрізі та на площі Донецького басейну, тощо.

Перша комплексна оцінка масштабу газоутворення у вугленосній товщі Великого Донбасу здійснена в 1980 р. Б.М. Косенком, за даними якого в інтервалі глибин 500-1000м ресурси метану складають 11,86 трлн. м³, у тому числі, у вугільних пластах – 1,46 трл. м³, у вміщуючих породах (з

урахуванням вугільних прошарків потужністю менше 0,3 м) – 9,82 трлн.м³ і водорозчинного метану 0,46 трлн. м³ [1, 3]. В 1987 р. А.М. Брижаньовим виконаний підрахунок ресурсів газу по 10 вуглепромислових районах української частини Донбасу до глибини 1800 м в об'ємі 1,1 трлн. м³ у вугільних пластах, 1,9 трлн. м³ – вільного газу вміщуючих порід і 0,4 трлн. м³ водорозчинного газу [1, 3]

Обсяги ресурсів метану, близьких до відмічених вище розрахунків, отримані в 1990 році ВНДІгазу (м. Москва) за участю УкрНДІгаз (м. Харків) в результаті виконання робіт за темою Г-6-8 (131.01.20) «Оценить ресурсы углеводородных газов угольных месторождений и освоить технологические процессы добычи газа». Зокрема супутні ресурси метану у вугільних пластах, які перспективні для супутнього вилучення газу в Донбасі склали 1178 млрд. м³, у тому числі, у робочих пластах – 607 млрд. м³ (51,6 %), а в неробочих і прошарках (пропластках) – 571 млрд. м³ (48,4 %) [11]. На полях діючих шахт і шахт, які будувалися, прогнозні ресурси метану у вугільних пластах дорівнювали 495 млрд. м³, з них в робочих – 194 млрд. м³, а в неробочих пластах та прошарках – 301 млрд. м³ [11]. У межах розвіданих резервних ділянок ресурси метану у вугільних пластах склали 474 млрд. м³. Для обліку в Держбалансі запасів рекомендовані прогнозні ресурси метану у вугільних пластах шахтних полів та розвідувальних ділянок в обсязі 970 млрд.м³, що складало 82 % від сумарних ресурсів вугільного метану по Донецькому басейну [11]. Не ввійшли до Держбалансу прогнозні ресурси метану в межах прогнозних ресурсів вугілля - 208 млрд. м³ (181 млрд. м³ в робочих пластах і 27 млрд. м³ – в неробочих).

Узагальнені дані по вугленосних районах української частини Донецького басейну наведені в таблиці 1.

Як бачимо з таблиці 1 найбільші ресурси вугільного метану підраховані в Красноармійському, Донецько-Макіївському, Торезько-Сніжнянському, Алмазно-Мар'ївському і Селезнівському вугленосних районах. З цим можна погодитись, окрім Торезько-Сніжнянського району, метанові ресурси якого, за даними подальших більш детальних досліджень, складають не 142 млрд. м³, а всього 39,1 млрд. м³ у кондиційних вугільних пластах або від 47,3 млрд. м³ до 52,8 млрд. м³ з урахуванням вугільних прошарків [2]. Таке значне розходження обумовлене тим, що на більшій частині Торезько-Сніжнянського району локалізуються низькогазоносні суперантрацити, в яких підрахунок ресурсів метану з точки зору газоенергетичного ресурсу здійснювати недоцільно. Це не було враховано в узагальнюючій роботі ВНДІгазу. Крім того, ресурси газу метану робочих вугільних пластів детально розвіданого Західного Донбасу складають 38,1 млрд.м³, а разом з вугільними прошарками-супутниками – 52,8-53,8 млрд. м³ [2].

Ресурси газу метану в пісковиках Донбасу з відкритою пористістю більше 5 % (типових порових колекторах), за тодішніми оцінками УкрНДІгазу склали 140,2 млрд. м³ [2,3].

Таблиця 1 – Об’єм та щільність ресурсів метану у вугільних пластах вугленосних районів Української частини Донбасу

№ з/п	Район	Ресурси метану, млрд. м ³ (у т.ч. в запасах вугілля)	Площа району, км ²	Щільність ресурсів метану, млн. м ³ /км ² (у т.ч. в запасах вугілля)	Черговість освоєння
1	2	3	4	5	6
1	Петропавлівський (Західний Донбас)	31(31)	2500	12(12)	III
2	Красноармійський	187(149)	1900	98(78)	II
3	Південно-Донбаський	35(20)	650	53(31)	II
4	Донецько-Макіївський	172(156)	3170	54(49)	II
5	Центральний	72(70)	540	133(130)	I
1	2	3	4	5	6
6	Торезько-Сніжнянський	142(136)	825	172(165)	I
7	Лисичанський	42(26)	296	142(88)	I
8	Алмазно-Мар’ївський	118(103)	1500	79(69)	II
9	Селезнівський	103(91)	673	152(135)	I
10	Луганський	40(28)	924	43(30)	II
11	Краснодонський	67(55)	1200	55(46)	II
12	Оріхівський	9(4)	1100	8(4)	III
13	Боково-Хрустальський	61(51)	1500	40(34)	II
14	Довжано-Ровенецький	3(0)	-	-	-
Всього		<u>1082(920)</u> 100% (85%)	16778	64,5(55)	

У 1992-1997 роках за цільовими державними програмами Держкомгеології України ДГП «Донбасгеологія» та ДГП «Луганськгеологія» була проведена переоцінка ресурсів вуглеводневих газів у робочих вугільних пластах і пластах-супутниках потужністю більше 0,3 м та більше 0,1 м. Отримані при цьому дані і результати були використані та узагальнені УкрНДМІ НАН України в 2005-2008 роках і практично без суттєвих змін увійшли до виданої в 2009 р. монографії «Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины» [2].

Зараз у Державному балансі корисних копалин України обліковується 322 млрд. м³ запасів і 133 млрд. м³ ресурсів газу метану по Донецькому вугільному басейну та 5,5 млрд. м³ запасів і 0,47 млрд. м³ ресурсів метану по Львівсько-Волинському басейну, що набагато менше об’єму газу метану (особливо по Донбасу), чим у відмічених вище оцінках і розрахунках.

Основні геолого-генетичні типи скупчень метану і вимоги щодо оцінки ресурсів газу

У більшості публікацій з проблем вивчення та оцінки ресурсів газу метану вугільних родовищ і шахт останніх років, у чисельних недосконалих методичних розробках та рекомендаціях і навіть в Інструкції ДКЗ України стосовно геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ немає чіткого визначення і стандартизації в застосуванні термінів *ресурси і запаси* стосовно газу метану вугільних родовищ і шахт. Здебільшого ці поняття не розділяються і розглядаються разом без чіткого розмежування та диференціації вимог, оцінювальних параметрів і методики підрахунку або відбувається підміна поняття запасів ресурсами і навпаки. На нашу думку, так відбулося із загальним (емісійним) об'ємом метану вугільних шахт, який в Інструкції ДКЗ України - 2009 необгрунтовано віднесений до категорії запасів, а не ресурсів. Саме тому унікальні особливості локалізації та розподілу метану вугільних родовищ і шахт вимагають при оцінці його ресурсів або запасів застосування стандартних термінів та методологій [7].

Найбільш поширеним і загальноприйнятим на вітчизняному і міжнародному рівнях є термін *ресурси метану*, який відповідає загальному об'єму газу в усіх літотипах вугленосної товщі незалежно від форм знаходження: вільної, адсорбованої, абсорбованої, водорозчинної, тощо. Необхідно відмітити, що визначення терміну *запаси метану*, як підрахований об'єм газу, який можна видобути з вугленосної товщі, без урахування при цьому важливості фізико-геологічних, гірничо-геологічних, технологічних, економічних чи регламентуючих чинників і обмежень, буде неточним та неповним.

Оскільки найважливішою задачею оцінки ресурсів і запасів газу метану в усіх резервуарах вугільних родовищ і шахт є проведення в них правильного підрахунку потенційного газового об'єму, спробуємо поетапно та комплексно розглянути дану проблему.

Головним принципом та методологічною основою оцінки ресурсів газу метану вугільних родовищ і шахт є загальні закономірності розповсюдження газів у вугленосних товщах, їх морфолого-генетичних типів і молекулярних та надмолекулярних форм, а також характеристика метаноносності вугільних пластів і вміщуючих порід на площі та в геологічному розрізі родовищ і вугленосних ділянок.

Необхідність та актуальність оцінки і підрахунку газових ресурсів (метану) вугільних родовищ та шахт обумовлена такими аспектами [3, 7].:

- для забезпечення промислової безпеки, оскільки газонасність вугілля і вміщуючих порід є природним чинником, який надзвичайно ускладнює проведення гірничих робіт та видобуток вугілля;
- для обліку в якості паливної корисної копалини, яка міститься в вугільних пластах і вміщуючих породах та може попутно видобуватись при експлуатації вугільних родовищ;

- як джерело утворення в сприятливих геологічних умовах самостійних газових родовищ;
- як чинник суттєво забруднюючий атмосферу в процесі дегазації та вентиляції шахт.

З урахуванням моделі газових ресурсів, оптимальної геометризації газоносних пластів та їх геолого-генетичних особливостей в загальному балансі газоносності вугленосних товщ (формацій) можна виділити наступні геолого-генетичні типи газу метану вугільних родовищ і шахтних полів:

1) **МВПК** – метан кондиційних (балансових і забалансових) вугільних пластів потужністю більше 0,5 м та зольністю менше 50 %. Газ знаходиться у вільній (6-14 %), адсорбованій (22-35 %) і абсорбованій (38-60 %) формах в залежності від стадій метаморфізму вугілля та глибини залягання вугільних пластів [3,5];

2) **МТВП** – метан тонких (0,1 – 0,5 м) некондиційних вугільних прошарків. Зольність, об'єм і форми знаходження природної газоносності є такими ж як і у кондиційних вугільних пластів. За мінімальну потужність традиційно прийнято 0,1 м, оскільки геофізичними дослідженнями в свердловинах достовірно визначається потужність вугільних прошарків більше 0,05 м;

3) **МАВ** – метан багатовуглистих аргілітів та алевролітів з включеннями і лінзами вугілля та розсіяною вугільною речовиною до 25 - 50 %. Сорбований на 75-90 %;

4) **МСТ** – метан сланцевих товщ: аргілітів і алевролітів маловуглистих з рідкими прошарками тонкозернистих пісковиків та вмістом розсіяної вугільної речовини від 5 до 25 %. Газ сорбований від 30 до 75 % та частково розчинений в порових водах;

5) **МЩП** – метан маловуглистих щільних пісковиків та крупнозернистих алевролітів з вмістом розсіяної вугільної речовини від 2-5 до 10 %. Газ сорбований від 10 до 25-30 % та розчинений в порових водах [3, 8];

б) **МПК** – метан типових порових колекторів – пісковиків з прошарками і включеннями гравелітів або конгломератів з підвищеною пористістю і проникністю. У відповідності із загальними законами генезису газових родовищ утворює вільні і водогазові скупчення або розчинний газ в рухомих пластових водах;

7) **МТЗ** – метан тріщинуватих зон (тріщинних колекторів). Утворює локальні скупчення у вільному або водорозчинному в рухомих тріщинних водах стані. При цьому тріщинуваті зони можуть мати різне походження – ендегенно-тектонічне, діагенетичне, метаморфогенне, екзогенне або гірничо-техногенне [3];

Підвищеною газоносністю характеризуються тектонічні тріщини дроблення в зонах розривів, тріщини відколювання і відриву в антикліналях і флексурах. Серед тріщин діагенезу, катагенезу і метаморфізму найбільший вплив на газоносність здійснюють тріщини відокремлення, а техногенні тріщини відіграють значну роль при перерозподілі газів у вугленосній товщі [3].

8) **МГВ** – метан гірничих виробок – виробленого простору діючих і закритих вугільних шахт. Включає залишкову метановість гірничих виробок після їх вентиляції та провітрювання. Концентрація метану залежить від аеродинамічного опору і взаємозв'язку виробленого простору та поточного газовиділення з підробленого або надробленого масиву гірських порід після погашення гірничих виробок або їх консервації.

За геологічною достовірністю та ступенем обґрунтування кількісно-якісних параметрів, гірничих, технологічних, екологічних і техніко-економічних умов ресурси виділених вище геолого-генетичних типів газу метану вугільних родовищ і шахт можна поділити на три класи:

1. Локалізовані та вимірені ресурси. До них необхідно віднести ресурси метану кондиційних вугільних пластів (МВПК) та ресурси метану типових порових колекторів (МПК).

2. Перспективні та обліковані ресурси включатимуть ресурси метану тонких некондиційних вугільних прошарків (МТВП), ресурси метану багатовуглистих аргілітів і алевролітів (МAB) та ресурси метану щільних пісковиків (МЩП).

3. Прогнозні передбачувані ресурси міститимуть ресурси метану сланцевих товщ (МСТ), ресурси метану тріщинуватих зон (МТЗ) та ресурси метану гірничих виробок (МГВ).

Інформаційною основою оцінки локалізованих і вимічених ресурсів газу метану у вугільних пластах і прошарках є відомості про запаси і ресурси, газоносність та якість вугілля у межах діючих і закритих шахт, розвіданих шахтних полів, резервних та перспективних для розвідки ділянок, вугленосних і прогнозних площ, а для підрахунку ресурсів метану в некондиційних вугільних прошарках – сумарні дані в межах інтервалів оцінки про загальну їх потужність, газоносність, стадію метаморфізму та зольність. При цьому немає необхідності застосовувати до підрахованої суми об'єму газу понижуючий коефіцієнт 0,5 (або інший) на невитриманість потужності вугільних прошарків на площі оцінки, оскільки він уже врахований в процесі представницьких вибірок сумарної потужності по інтервалах, блоках, ділянках або площах підрахунку.

Традиційно для оцінки ресурсів газу метану вугільних пластів і вміщуючих порід застосовувались два методи: об'ємний метод і метод матеріального балансу, але зараз найчастіше використовується об'ємний метод у зв'язку з відносною простотою застосування та менш жорсткими вимогами щодо вихідних даних. Крім загальних обсягів ресурсів метану у вугільних пластах, прошарках або вміщуючих породах в обов'язковому порядку відмічається потенційна газовіддача вугілля (порід) для всіх етапів освоєння вугільних родовищ і шахтних полів, відповідно, з урахуванням різних форм знаходження метану (вільної, адсорбованої, абсорбованої та водорозчинної), глибини залягання пластів, інтенсивності тріщинуватості (квіважу) фактичної метаноємності, залишкової газоносності, пористості, газопроникності та водонасичення, тощо.

З урахуванням викладеного можна обґрунтувати наступне визначення ресурсів метану вугільних родовищ і шахтних полів:

Ресурси газу метану вугільних родовищ і шахтних полів - це загальна кількість вуглеводневих газів, яка міститься у вугільних пластах потужністю більше 0,5 м, вугільних прошарках потужністю від 0,1 до 0,5 м, вуглистих сланцевих товщах, щільних пісковиках, типових колекторах, тріщинуватих зонах та виробленому просторі діючих і закритих шахт на глибинах від ізогази метанового вивітрювання вугілля або антрациту до 1800 м.

Вивчення, підрахунок і геолого-економічна оцінка ресурсів метану вугільних родовищ та шахтних полів здійснюється на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт, починаючи з пошуково-оцінювальних робіт, та на всіх етапах видобування вугілля шахтами і в післяексплуатаційний період.

Підрахунок ресурсів газу метану у вугільних пластах, здійснюється по кожному пласту з використанням чотирьох основних значень: потужності пласта, площі розповсюдження пласта, питомої ваги (щільності) вугілля і вмісту газу в одиниці маси вугілля.

Як правило, вміст газу в одиниці маси вугілля визначається на беззолну масу органічної речовини, але з врахуванням високої сорбованої газоносності (від 14 до 20 м³ /м³) багатовуглистих сланцевих прошарків та глинистих домішок у вугіллі. Загальна природна газоносність вугільних пластів зменшується при цьому максимум на 7-10 %, що несуттєво при визначенні прогнозних ресурсів метану. Тому об'єм ресурсів метану у вугільних пластах можна визначити за спрощеною формулою (2):

$$G = S \cdot m \cdot X_{\Gamma} \cdot d \quad (2)$$

Ресурси газу метану у вугільних прошарках потужністю від 0,1 до 0,5 м визначаються сумарно як в одному об'єкті з урахуванням площі оцінки, сумарної їх потужності і середнього значення природної газоносності та питомої ваги (щільності) вугілля в інтервалі глибин підрахунку (оцінки):

$$G = S \cdot \sum m \cdot X_{\Gamma} \cdot d \quad (3)$$

Підрахунок ресурсів газу метану в типових порових колекторах і щільних пісковиках здійснюється об'ємним методом за формулою (4):

$$G = S \cdot m \cdot K_n \cdot K_{\Gamma} (P_0 \cdot a_0 - P_k a_k) \cdot f_t \quad [7,10] \quad (4)$$

Коефіцієнт газовіддачі на етапі підрахунку прогнозних ресурсів газу метану за даною формулою можна не враховувати і не використовувати, але для водогазових об'єктів типових порових колекторів і для ресурсів газу метану щільних пісковиків необхідно застосовувати понижуючий коефіцієнт 0,5, який

враховує водонасичення пластів. Для покладів вільного газу метану понижуючий коефіцієнт застосовувати не потрібно.

Оцінка ресурсів метану в пластах та шарах багатовуглистих аргілітів і алевролітів (МАВ) та маловуглистих сланцевих товщ (тип МСТ) доцільно здійснювати за формулою (5):

$$G = S \cdot m \cdot X_{\Gamma} \cdot (1 - W) \cdot d \quad (5)$$

Геометризація та підрахунок ресурсів метану тріщинуватих зон (МТЗ) проводиться вздовж основних протяжних розломів і площин їх падіння у межах ділянки чи шахтного поля. При цьому розміри (ширина) тріщинуватих зон, як правило, повинна в 1,5 рази перевищувати виділені (обґрунтовані) бар'єрні зони непідрахунку запасів вугілля вздовж цих же розломів. У процесі геометризації МТЗ необхідно також враховувати, що раптові викиди метану і вугільного пилу не пов'язані безпосередньо з площинами протяжних розломів, а приурочені до зон підвищеної деформації вугільних пластів, їх різкого згинання, розвитку дрібних флексур, шаруватих зміщень і роздувів, сильної тріщинуватості і роздрібнення вугілля і вміщуючих порід, безпосереднього контакту або розмиву вугільних пластів верствами пісковиків, тощо. Для підрахунку ресурсів МТЗ можна використовувати формулу (6) [10].

$$G = S \cdot H \cdot \left[\frac{K_n (1 - W)}{K_{\Gamma}} \right] \cdot X_{\Gamma} \cdot d \quad (6)$$

Ресурси газу метану старих вироблених просторів діючих шахт та погашених і законсервованих гірничих виробок закритих шахт (МГВ – метан гірничих виробок) необхідно оцінювати з використанням даних щодо метановості погашених гірничих виробок під час вуглевидобутку ($C_{\Gamma.В.}$), але враховуючи при цьому значення коефіцієнту стабілізації метановості (K_c) та коефіцієнту розрідження газової суміші (K_p) у гірничому просторі після закінчення очисних робіт за формулою (7):

$$G = V_{\Gamma.В.} \cdot C_{\Gamma.В.} \cdot K_c \cdot K_p \quad (7)$$

Для формування і збереження ресурсів метану у погашених і закритих гірничих виробках необхідна достатня кількість верств газоносних пісковиків, пластів або прошарків вугілля в зоні дренуючого впливу гірничих виробок, наявність відкритих каналів в об'ємі закритих гірничих виробок, ділянок або шахтного поля для виходу метану в пункт максимального газозбору та каптування, а також наявність в товщі перекриваючих порід ефективних газоупорів (екранів) і відсутність гідравлічного зв'язку між закритими гірничими виробками і приповерхневою зоною і денною поверхнею [6].

Таблиця 2 – Значення змінних величин, які використовуються в формулах підрахунку ресурсів газу метану

Змінна величина	Визначення	Одиниця виміру
1	2	3
G^*	Ресурси газу метану	млн.(млрд.)м ³
S	Площа підрахунку (розповсюдження) пласта-колектора	м ² (км ²)
m	Потужність пласта-колектора	м
$\sum m$	Сумарна потужність прошарків	м
H	Середня потужність (глибина) розвитку тріщинуватих зон	м
X_r	Природна газонасиченість вугілля або середня концентрація (вміст) газу в колекторі	м ³ /т або м ³ /м ³
d	Питома вага (щільність) вугілля або породи-колектора (зони)	г/см ³
K_n	Коефіцієнт пористості колектора	%
K_r	Коефіцієнт газонасичення колектора	% або долі одиниці
P_0	Середній початковий тиск у покладі	1x10 ⁵ Па;
P_k	Середній залишковий тиск у пласті (колекторі)	1x10 ⁵ Па
a_0, a_k	Поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля –Маріотта для тисків P_0 і P_k	
f_t	Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури	
W	Середнє водонасичення колектора	% (долі одиниці)
V	Об'єм старих гірничих виробок	тис. (млн.) м ³
Ст.в.	Метановість гірничих виробок в процесі вуглевидобутку	м ³ /т або м ³ /м ³
K_c	Коефіцієнт стабілізуючого метановиділення	долі одиниці (0,3-0,5)
K_p	Коефіцієнт розрідження газової суміші в старих гірничих виробках	долі одиниці (0,5-0,7)

* Для наглядності рядом з символом ресурсів метану доцільно вказувати скорочений індекс відповідного геолого-генетичного типу (МВПК, МТВП, МПК, тощо).

Як бачимо, ресурси газу метану необхідно підраховувати в кожному геолого-генетичному типі в контурі геологічного вивчення, розвідки або експлуатації вугільних родовищ (площ, ділянок та шахтних полів) по товщах, пластах, блоках, фігурах і зонах з врахуванням наступних гіпсометричних інтервалів залягання: 0 - 300 м, 300 - 600 м, 600 – 900 м, 900 -1200 м, 1200-1500 м, 1500 – 1800 м та загальної суми ресурсів. Для вугленосних районів, регіональних частин басейну і в цілому по Донбасу можна обмежитись підрахунком ресурсів метану тільки по чотирьох гіпсометричних інтервалах: 0-300 м, 300 – 600 м, 600 – 1200 м і 1200 -1800 м. За верхню межу оцінки ресурсів метану для всіх геолого-генетичних типів приймається глибина (абсолютна відмітка) ізогази зони метанового вивітрювання вугільних пластів конкретних марок (стадій метаморфізму) вугілля або антрацитів, а нижня обмежується глибиною 1800 м (ізогіпсою мінус 1600 м), тобто максимальною глибиною підрахунку запасів та прогнозних ресурсів вугілля.

Обґрунтування та підрахунок запасів газу метану вугільних родовищ і шахт

Підрахунок загального об'єму газу, який міститься у вугільних пластах, щільних породах, порових колекторах або тріщинуватих зонах і підрахунок об'єму газу, який можна видобути (вилучити) з цих пластів та зон є далеко не одним і тим же геолого-методологічним, технологічним та техніко-економічним завданням. Тому, в зв'язку із складністю властивостей всіх колекторів розглянутих вище геолого-генетичних типів газу метану вугільних родовищ і шахт, його загальні ресурси в колекторі та об'єкті оцінки не є і не можуть бути точним показником реальних (потенційних або промислових) запасів газу метану. Використання для оцінки технічно видобувних запасів газу показників залишкової газоносності вугілля зараз, як правило, не рекомендується. Замість цього пропонується використовувати прогнозування обсягів видобування газу на основі моделювання кожного пласта-колектора з урахуванням його глибини залягання, стадій метаморфізму вугілля (катагенезу порід), пористості і проникності, форм знаходження газу, гірничо-геологічних умов, водо- і газонасичення, тиску і температури, газовіддачі та щільності видобувних свердловин у відповідності з етапами і схемами освоєння вугільних родовищ та шахтних полів [4-6, 10].

В Україні при досить високому якісному рівні вивчення та оцінки газоносності вугільних пластів і вміщуючих порід традиційно не визначаються деякі показники, які широко використовуються в США для моделювання колекторів при підрахунку промислових запасів газу метану. Перш за все, це стосується швидкості десорбції і об'ємної проникності та газовіддачі вугілля в природних умовах залягання, які є обов'язковими для обґрунтування технологічних способів метановидобутку та підрахунку економічно ефективних (комерційних) запасів метану вугільних пластів. Тому для отримання достовірної оцінки запасів газу метану треба враховувати етап освоєння вугільних родовищ і шахтних полів та застосовувати комбіновані методи підрахунку запасів газу, виходячи із об'єкту оцінки, геолого-генетичного типу

газових скупчень, повноти наявних за комплексом сприятливих ознак і критеріїв вихідних даних, умов та вимог. Необхідно вивчити і змоделювати розподіл метану в пласті-колекторі, його вільних і адсорбованих (поверхнево-сорбованих) форм (фракцій), врахувати стадію метаморфізму, мікрокомпонентний та фізико-хімічний склад вугілля, його газоємність і газопроникність, структурно-текстурні особливості, вихід летких речовин, гідростатичний, гірський і пластовий тиски, пористість та фільтраційні властивості продуктивних горизонтів і пластів [5, 6]. В моделях і побудовах передбачити, що вміст вільного метану у вугільних пластах зростає з глибиною їх залягання практично прямо пропорційно їй, так як коефіцієнт зростання стиснення вугілля з глибиною близький до постійної величини і досягає на глибині 1000 м 20-30 %, а на глибині 1400 м – 30-40 %, що забезпечує пропорційне зменшення метаноємності вугілля та збільшення долі вільного метану в розрахунку на сухе вугілля [3, 6]. Однак, якщо розрахунок вести на мінімально можливий об'єм перехідних пор та макропор, тоді можна вважати, що метаноємність в Донбасі стабілізується на глибинах 800 – 1000 м. Крім того, це підтверджується чисельними графіками її зміни з глибиною [5, 6].

Безумовно, на різних стадіях освоєння вугільних родовищ і шахт змінюються закономірності розвитку пористості та газопроникності вугілля і вмшуючих порід, їх газовіддача, десорбція та дренажна здатність метану, тому вимоги до технології вилучення метану і підрахунку запасів газу в процесі випереджуючих або супутніх вуглевидобутку робіт також суттєво можуть змінюватись та відрізнятись з урахуванням конкретних умов і конкретного етапу освоєння вугільних родовищ [4, 6].

Стосовно промислових запасів метану, їх підрахунку, обліку і балансу, доцільно виділити наступні етапи освоєння вугільних родовищ та видобування газу [6]:

1) *Етап завчасного видобутку метану в період проектування і будівництва шахти.* За сприятливих геологічних та техніко-економічних умов технологічно можливим видобуток метану може здійснюватись тільки з типових порових колекторів і вільного газу з кондиційних вугільних пластів марок від Г до ПС та із структурних пасток;

2) *Попередня дегазація та видобуток метану поверхневими свердловинами в період розкриття шахтного поля і проходки магістральних та підготовчих гірничих виробок за 5-0 років до початку видобутку вугілля.* Технологія видобутку метану базується на вакуумуванні (відкачуванні) вільного і частини адсорбованого газу дегазаційно-дренажними свердловинами, в тому числі, з горизонтальним закінченням стовбуру, які буряться з денної поверхні вздовж осі видобувної панелі. При цьому горизонтальна частина стовбуру та вибій свердловини повинні знаходитись на відстані 10-25 м від покрівлі основного робочого вугільного пласта. Одночасно для збільшення дебіту газу в даних свердловинах застосовуються методи гідророзриву пластів і до експлуатації залучаються перспективні інтервали газоносних порових колекторів і щільних пісковиків [4, 5].

3) *Поточний комбінований видобуток газу метану системами поверхневої та підземної дегазації шахтних полів в процесі вуглевидобутку.* На цьому етапі

за рахунок розвантаження гірського масиву суттєво зростає газопроникність вугілля і вміщуючих газоносних порід, що забезпечує підвищення газовіддачі всієї товщі в зоні зрушення та впливу гірничих робіт [6]. Додаткової дії на газоносні пласти для збільшення газопроникності здійснювати не потрібно. Об'єктами видобутку газу є розроблені вугільні пласти, наближені вугільні прошарки та верстви газоносних пісковиків. Технологія видобутку кондиційного метану передбачає ефективне управління газовиділенням, газовідведенням і газозбором з використанням діючих з попередніх етапів поверхневих видобувних свердловин і додатково пробурених пластових або вертикально – горизонтальних газодренувальних свердловин та шахтних дегазаційних систем.

В умовах Донбасу на цьому етапі закінчується видобуток всього об'єму вільного і адсорбованого газу та частково буде вилучатись абсорбований метан [6].

4) *Вилучення метану фланговими або секційно-блоковими системами вентиляції шахт.* Вилучення газу метану на цьому етапі здійснюється для забезпечення високого рівня пило-газової безпеки та з метою скорочення викидів в атмосферу парникового газу метану. Тому висока ефективність та надійність даного метановиділення в сучасних умовах, перш за все, є надзвичайно важливою технологічною та екологічною задачею і меншою мірою чисто енергетичною проблемою. Об'єм газу, його концентрація та склад змінюються з часом і в гірничому просторі у відповідності з розвитком гірничих робіт, зміною фізико-механічних властивостей газонасиченого масиву та аеродинамікою гірничих виробок. Підрахунок, оцінку і облік даних емісійних обсягів метану, як промислових запасів газу здійснювати недоцільно. Достатньо їх оцінювати та обліковувати в якості ресурсів або технологічних запасів газу метану.

Таким чином, динаміка поетапного газовиділення і обсяги метановидобутку (запасів газу метану) визначаються, в першу чергу, фазовим станом метану у вугільних пластах, порових колекторах та щільних породах, а також залежатимуть від чинників, які впливають на продуктивність газових джерел: проникності, відносної проникності, потужності пластів, їх метаноємності і метанонасиченості та швидкості десорбції газу. З урахуванням вищевикладеного можна обґрунтувати наступне визначення запасів газу метану:

Запаси газу метану вугільних родовищ і шахт – це комплексно обґрунтований об'єм вуглеводневих газів у вугільних пластах і прошарках, щільних породах, порових колекторах та тріщинуватих зонах, який може поетапно видобуватися (вилучатися) з урахуванням форм знаходження газу, гірничо-геологічних, технологічних та техніко-економічних умов на глибинах від ізогази $10 \text{ м}^3/\text{т}$ вугілля або $16 \text{ м}^3/\text{т}$ антрациту до 1800 м.

За нижню межу газоносності вугілля для підрахунку запасів метану в кондиційних вугільних пластах (МВПК) треба брати значення $10\text{ м}^3/\text{т}$ на підставі необхідності забезпечення метанобезпеки вуглевидобутку за рахунок поетапної дегазації вугільних родовищ і шахт. Для антрацитів цю нижню межу доцільно збільшити до $16\text{ м}^3/\text{т}$ у зв'язку з підвищеною сорбційною здатністю ($35\text{-}54\text{ м}^3/\text{т}$) і високим коефіцієнтом молекулярного упакування ($0,78\text{-}0,85$) антрацитів, незначною їх газовіддачею та повною відсутністю вільних форм метану в марках $11A_1$ і $12A_2$, а в марці $10A_1$ – всього $0,5\text{-}2\%$ від $18\text{ – }33\text{ м}^3/\text{т}$ [5, 6].

У зв'язку з тим, що в золі вугілля метан знаходиться тільки в невидобувній абсорбованій формі при визначенні промислових (балансових і забалансових) запасів метану в кондиційних вугільних пластах (МВПК) треба використовувати значення природної газоносності вугілля в розрахунку на його суху беззолну масу та з поправками на коефіцієнт пористості (K_n) і водонасичення (W) тріщин за формулою (8) [5, 10, 12]:

$$E(F) = S \cdot m \left[\frac{K_n (1 - W_T)}{X_T} \right] \cdot X \cdot d (1 - f_a - f_w) \cdot n \quad (8)$$

Коефіцієнт пористості (K_n) в кондиційних вугільних пластах враховує об'єм тріщин (кліважу) і макропор, а коефіцієнт газовіддачі (n) відповідає об'єму вільного та адсорбованого метану, який рентабельно може вилучатися на етапах завчасної, попередньої і шахтної дегазації без врахування вентиляційного емісійного об'єму газу.

Геологічні запаси газу метану в кондиційних вугільних пластах можна визначати також з розрахунком їх потенційної газовіддачі (Q), використовуючи при цьому значення природної газоносності (X) вугільних пластів з поправкою на вологість (W) та зольність вугілля за формулами згідно з патентом № 65772 від 12.12.11 р. [12]:

$$X = X_{T-} \frac{(100 - W - A_s)}{100}; \quad (9)$$

$$Q = X \frac{(0,005 \cdot H + 49)}{100}; \quad (10)$$

$$F = S \cdot m \cdot Q \cdot d (1 - f_a - f_w) \quad (11)$$

Найкращі типові порові колектори (МПК) метану з відносно стабільними газоемнісними властивостями є пласти пісковиків алювіально-дельтового, дельтового і прибережного (бари) генезису. Середня типова газоносність порових колекторів – пісковиків Донбасу складає $2\text{-}3\text{ м}^3$ на 1 м^3 породи із збільшенням у сприятливих умовах до $7\text{-}9\text{ м}^3/\text{м}^3$ зрідка $10\text{-}12\text{ м}^3/\text{м}^3$. Значні

природні скупчення газу присутні в пісковиках від зони початкового катагенезу (марка вугілля 2Г) до зон катагенезу МК₃-МК₄ (марки вугілля 4Ж – 5К) з локалізацією вільного газу переважно в порах, а менш значні - обумовлені розвитком порово-тріщинних колекторів на стадії пізнього катагенезу (марки вугілля 7ПС і 8П).

Визначення запасів газу метану в типових порових колекторах (МПК) починається з обґрунтування поверхні газоводяного контакту (ГВК) в продуктивних пластах та геометризації (локалізації) ефективно газонасиченої (більше 75-80 % об'єму пор) потужності колектора і площі розповсюдження покладу вільного газу в межах внутрішньої зони ГВК. За даними лабораторних досліджень і випробування пластів визначаються коефіцієнт пористості колектора (K_n) і середнє значення газового тиску в покладі (P_n). Обґрунтовується значення залишкового (кінцевого) пластового тиску (P_k) та стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від законів Бойля-Маріотта та температуру (a , a_k , f_t) [7, 8, 10].

Підрахунок запасів вільного газу здійснюється за формулою (12):

$$E = S \cdot m \cdot K_n \cdot K_r \cdot (P_0 \cdot a_0 - P_k \cdot a_k) \cdot f_t \cdot n \quad (12)$$

Коефіцієнт газовіддачі (вилучення метану) у зв'язку з незначним водонасиченням приймається 0,8, але для водогазоносних об'єктів з водонасиченістю пор і тріщин від 20 до 50 % - не більше 0,5 [6]. Для газоводних колекторів водонасиченням більше 50-54 % , в яких доля об'єму розчинного у воді газу є надзвичайно малою, підрахунок запасів газу не здійснюється.

Підрахунок запасів газу метану в щільних пісковиках вугільних родовищ і шахтних полів (МЩП) необхідно проводити диференційовано з урахуванням їх проникності, газонасиченості та водонасичення. Зокрема при їх водонасиченні (обводненні) менше 25-20 %, тобто в умовах вільно рухомого газу, підрахунок запасів метану здійснюється на товщу пісковиків проникністю від 0,005 до 1-2 мілідарсі за класичною формулою підрахунку запасів газу в типових порових колекторах з використанням коефіцієнта газовіддачі (η) не більше 0,6 (13) [6, 10]:

$$F = S \cdot m \cdot K_n \cdot K_r \cdot (P_0 \cdot a_0 - P_k \cdot a_k) \cdot f_t \cdot n \quad (13)$$

При частковому водонасиченні щільних пісковиків в умовах слаборухомого газу підрахунок запасів метану здійснюється в залежності від фактичного водонасичення та проникності даних пісковиків. Так, для пісковиків водонасиченням від 20(25) до 30 % включаються інтервали з проникністю від 0,01 до 0,82 мілідарсі з використанням коефіцієнта газовіддачі 0,5, при їх водонасиченні від 30 до 40 % - інтервали з проникністю від 0,1 до 0,6 мілідарсі і коефіцієнтом газовіддачі 0,4, а при водонасиченні від 40 до 50 % інтервали з проникністю від 0,18-0,20 до 0,46 мілідарсі та коефіцієнтом газовіддачі 0,3. При граничному водонасиченні від 50 до 54 % до підрахунку запасів газу

включаються інтервали пісковиків проникністю всього від 0,27 до 0,35 мідарсі та коефіцієнтом газовіддачі 0,3 [6].

Якщо водонасичення щільних пісковиків складає більше 54 % або більше інших значень водонасичення за межами зазначених інтервалів оптимальної проникності, тоді підрахунок запасів газу в щільних пісковиках не здійснюється, так як дані верстви (інтервали) щільних пісковиків є повністю водоносними об'єктами з вільнорухомим або слабोरухомим водонасиченням [5, 6].

Таблиця 3 - Значення змінних величин, які використовуються в формулах підрахунку запасів газу метану

Змінна величина	Визначення	Одиниця виміру
1	2	3
E	Запаси газу метану класу (категорії) E – рентабельні з економічною доцільністю видобутку	млн.(млрд.)м ³
F	Запаси газу метану, які є рентабельними при комплексній дегазації шахтних полів або застосуванні регламентуючих стимулів	млн.(млрд.)м ³
S	Площа підрахунку запасів метану	м ² (км ²)
m	Потужність пласта-колектора	м
X	Природна газонасиченість	м ³ /т с.б.м, м ³ /м ³
Xг	Природна газонасиченість за даними геологічної розвідки або фактична метаноємність	м ³ /т, м ³ /м ³
Kп	Коефіцієнт пористості	%
W	Коефіцієнт водонасичення пор або тріщин	%
fa	Доля середньої ваги золи вугілля	%
fw	Доля середньої вологи вугілля	%
n	Коефіцієнт вилучення газу метану	%, долі одиниці
H	Глибина прогнозування потенційної газовіддачі вугільних пластів	м
ft	Поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури	долі одиниці
Kг	Коефіцієнт газонасичення	долі одиниці
P0	Середній початковий пластовий тиск у газовому покладі	1x105Па
Pк	Середній залишковий пластовий тиск в колекторі	1x105Па
a0, ак	Поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля –Маріотта для тисків P0 і Pк	долі одиниці
Aз	Зольність вугілля	%
Q	Потенційна газовіддача вугільних пластів	м ³ /т

Крім наведених об'єктів і розрахунків запасів метану на флангах шахтних полів за умов буріння розгалужених горизонтально направлених дегазаційно-видобувних свердловин та з метою підвищення економічної ефективності метановидобутку до оцінки та підрахунку запасів газу можна залучати ресурси вугільних прошарків, багатовуглистих аргілітів та сланцевих товщ (типи МТВП, МАВ та МСТ), але із застосуванням до формул 3 і 5 коефіцієнта вилучення (газовіддачі) не більше 0,1 – 0,15.

Підрахунок запасів газу метану вугільних родовищ і шахт здійснюється у відповідності з вищевикладеним, але з обов'язковою диференціацією загальної суми по гіпсометричних інтервалах залягання, аналогічно виділеним інтервалам для підрахунку прогнозних ресурсів метану.

За достовірністю геологічного вивчення запаси газу метану вугільних родовищ і шахт відповідно національних та міжнародних систем класифікації запасів [9] для умов Донбасу можна кваліфікувати за чотирма категоріями:

1. Розвідані, достовірні: запаси вільного і адсорбованого метану в кондиційних вугільних пластах, які рентабельно можуть вилучатись при випереджаючій і супутній дегазації шахт.

2. Попередньо розвідані, встановлені: запаси вільного метану в типових порових колекторах та щільних пісковиках.

3. Нерозвідані оцінені: запаси метану в щільних пісковиках водонасиченням від 25 до 54 % та запаси абсорбованого газу в кондиційних вугільних пластах.

4. Нерозвідані передбачувані: потенційні запаси вільного і адсорбованого метану вугільних прошарків в зоні впливу гірничих робіт, метану тріщинуватих зон та метану багатовуглистих аргілітів і сланцевих товщ.

Аналіз співвідношення категорій запасів корисних копалин міжнародних і вітчизняних класифікаційних систем дозволила здійснити категоризацію розвіданих (достовірних) і попередньо розвіданих (встановлених) запасів газу метану за промисловим значенням та економічною доцільністю видобування метану в якості енергетичної сировини [9], виділивши клас (категорію) запасів метану Е і F.

Для запасів метану **категорії Е** повинна бути підтверджена або комплексно обґрунтована економічна доцільність видобутку метану на всіх стадіях освоєння вугільних родовищ і шахт. Видобуток і утилізація газу метану мають бути рентабельним в поточних або достовірно (реалістично) обґрунтованих майбутніх ринкових умовах.

Для запасів метану **категорії F** економічна доцільність видобутку метану обумовлена необхідністю забезпечення промислової безпеки при проведенні гірничих і очисних робіт, рентабельністю комплексного освоєння всіх енергетичних ресурсів вугільних родовищ і шахт за рахунок попередньої та поточної дегазації вугільних пластів і вміщуючих порід в процесі вуглевидобутку або підтверджена при реалізації конкретних

проектів регламентуючими соціально-економічними чи податковими стимулами (пільгами).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. [монография]: в 3-х т. – М.: Недра.-1979.
2. Анциферов А.А., Голубев А.А., Канин В.А. и др. Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины: [монография]: в 2т. /УкрНИМИ НАН Украины.- Донецк: изд-во «Вебер». – 2009.
3. Голицын М.В., Голицын А.М., Пронина Н.В. и др. Газоугольные бассейны России и мира: - М. – 2002. – 250 с.
4. Жикаляк М.В. Геолого-технологічні передумови розвитку метановидобувної галузі в Донбасі //Міжвід. зб. наук. праць/ Ін-т Геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України. – Дніпропетровськ, 2010. – Вип.87 – С.167-175.
5. Жикаляк Н.В. Обоснование дебита и продуктивности метаноизвлекающих скважин при поэтапной дегазации шахтных полей Донбасса // Материалы междуна. техн. сем-ра «Опыт и технологии: извлечение и утилизация метана в Украине и руководство ЕЭК ООН по эффективному дренажу и использованию метана на шахтах» (21-22 вересня 2011 р.). – Донецьк. -2011. -18 с.
6. Жикаляк Н.В. Состояние и перспективы извлечения угольного метана в Донецкой области //Разведка и охрана недр. – М. – 2012. - № 6 – С. 44-50.
7. Інструкція із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ в зонах супутньої, технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів // ДКЗ України: - Київ. – 2009. – 47 с.
8. Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого. М.: Мингео СССР. 1988.
9. Рудько Г.І., Нецький О.В., Назаренко М.В., Хоменко С.А. Національні та міжнародні системи класифікації запасів і ресурсів корисних копалин: стан та перспективи гармонізації: - Київ – Чернівці:Букрек. – 240 с.
10. Чарльз М. Бойер. Методология оценки запасов метана из угольных пластов //Совет по энергетике штата Вирджиния (США). – 1998. – 23 с.
11. Оценить ресурсы углеводородных газов угольных месторождений и освоить технологические процессы добычи газа // Отчет по теме Г-6-86 (131.01.20) : том 2 - ВНИИГаз. М. – 1990. – 237 с.
12. Спосіб визначення потенційної газовіддачі вугільних пластів // Патент на корисну модель № 65772 від 12.12.2011 р. / Жикаляк М.В., Лукінов В.В, Нашкерський Л.А., Безручко К.А.

УДК 622.81

Чл.-корр. НАН України А.Д. Алексеев,
д.т.н., проф. В.Г. Гринев,
к.т.н. Н.И. Волошина,
с.н.с. Л.Д. Кузнецова

ПРОГНОЗ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТЕХНОГЕННЫХ МЕТАНОНОСНЫХ СТРУКТУР НА ПОДРАБОТАННЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Рассмотрен вопрос подсчета запасов метана в подработанном горном массиве на стадии постэксплуатационной дегазации. Разработана модель накопления газа в разгруженном от горного давления углепородном массиве.

FORECAST AND ASSESSMENT OF THE PROSPECTS OF TECHNOLOGICAL OF METHANE CONTAINED STRUCTURES TO UNDERWORKED TERRITORIES

The question of methane reserves estimating in the earned rock massif at the stage what comes after operational degassing. The model of gas accumulation in the unloaded from the rock pressure coal contained massif has developed.