

**ДЕРЖАВНА КОМІСІЯ УКРАЇНИ ПО ЗАПАСАХ КОРИСНИХ КОПАЛИН
при Державній службі геології та надр України**

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Наказ Державної комісії України
по запасах корисних копалин
від 30 грудня 2013 р. № 569

МЕТОДИЧНІ ВКАЗІВКИ

**із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин
державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів пластового
газу (метану) вугільних родовищ на ділянках надр, промислова розробка
яких не здійснювалась.**

Київ, 2013 р.

П Е Р Е Д М О В А

1. РОЗРОБЛЕНО: Державною комісією України по запасах корисних копалин
2. РОЗРОБНИКИ: Г.І. Рудько, Л.Д. Кузнецова, В.Г. Григіль, В.І. Ловинюков
з використанням матеріалів: М.О. Акулова, А.В. Анциферова, В.А. Баранова, Є.С. Герасимова, О.А. Голуб'єва, І.В. Дудка, Х.Ф. Джамалової, М.В. Жикаляка, В.Ю. Забігайла, Г.З. Задари, О.Є. Іванціва, М.Е. Капланця, В.В. Кас'янова, А.П. Клеца, О.О. Куща, Б.І. Лелика, С.О. Лизуна, В.В. Лукінова, І.М. Наумка, В.О. Овчаренка, С.Д. Павлова, М.Я. Решка, В.І. Узіюка, С.Г. Храпкіна, а також: С.І. Бика, О.І. Касимова, В.В. Конарєва, А.М. Кришталь, З.Я. Кухара, М.М. Лукманова, М.М. Матрофайла, С.П. Мельничука, О.М. Шевчука, П.М. Явного.
2. ВНЕСЕНО: Управлінням горючих і рудних корисних копалин Державної комісії України по запасах корисних копалин
3. УЗГОДЖЕНО: науковими і виробничими геологорозвідувальними підприємствами та організаціями
4. ЗАТВЕРДЖЕНО: наказом Державної комісії України по запасах корисних копалин від 30 грудня 2013 р. № 569
5. УВЕДЕНО В ДІЮ: з 1 лютого 2014 року

Зміст

1.	Загальні положення.....	4
2.	Нормативні посилання.....	6
3.	Терміни та визначення понять.....	8
4.	Загальні відомості про газ (метан) вугільних родовищ та дегазацію вуглепородних масивів.....	11
5.	Послідовність проведення геологорозвідувальних робіт на газ (метан) вугільних родовищ в межах вуглегазових ділянок надр, що не залучались до розробки вугілля.....	18
6.	Вимоги до геологічного вивчення газонасності вуглегазоносних ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась.....	21
7.	Розподіл вуглегазових ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась, за величиною запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ та за складністю геологічної будови	26
8.	Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за ступенем геологічного вивчення.....	28
9.	Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за ступенем техніко-економічного вивчення.....	31
10.	Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за промислово-економічним значенням.....	32
11.	Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ на облікові класи.....	34
12.	Вимоги до підрахунку запасів та оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ вуглегазових ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась.....	35
13.	Методика визначення кількості ресурсів (запасів) на ділянках вуглегазоносних надр, промислова розробка яких не здійснювалась..	39
14.	Підготовленість ділянок вуглегазоносних надр, промислова розробка яких не здійснювалась, до промислової розробки	47

1. Загальні положення

1.1. Згідно із Законом України «Про газ (метан) вугільних родовищ» видобування газу (метану) вугільних родовищ здійснюється з вугільних пластів, уміщуючих порід та підземних порожнин: діючих шахт і тих, що готуються до експлуатації, та вугільних родовищ, промислова розробка яких не здійснювалась, незалежно від їх подальшого використання, а також відпрацьованих вугільних родовищ.

Прийнята Законом типізація вуглегазових ділянок надр, в межах яких здійснюється геологічне вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ, визначається, у першу чергу, їхнім положенням відносно фронту вугледобувних робіт, а також видом користування надрами, для здійснення якого вони надані або надаються. Відповідно до Закону, виділяються такі типи вуглегазових ділянок надр:

- ділянки вугільних родовищ (басейнів), промислова розробка яких не здійснювалась, незалежно від їхнього подальшого використання;
- ділянки шахт, що готуються до експлуатації;
- ділянки діючих шахт;
- ділянки відпрацьованих вугільних родовищ.

Така типізація вуглегазових ділянок надр загалом відповідає сучасним технологіям комплексного промислового освоєння метановугільних родовищ, що передбачають видобуток газу (метану) вугільних родовищ послідовно на всіх стадіях геологічного вивчення та промислової розробки вугільних пластів.

Технологіями комплексного промислового освоєння вуглегазових родовищ передбачається використання різко зростаючих фільтраційних та ємнісних властивостей газоносного вуглепородного масиву, обумовлених розвантаженням його від напруженого стану, та депресії тисків унаслідок видобувних гірничих робіт, для найбільш повного та економічно раціонального вилучення газу (метану) вугільних родовищ із надр.

Методичні керівництва із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ, що опрацьовуються Державною комісією України по запасах корисних копалин для геолого-економічної оцінки вуглегазових ділянок надр різних типів, ґрунтуються на відзначеній типізації вуглегазових ділянок надр, а також на прийнятих у світовій практиці прогресивних технологіях комплексного промислового освоєння вуглегазових родовищ.

1.2. На вуглегазових ділянках діючих шахт та вуглегазових ділянках, що готуються до експлуатації підземними гірничими виробками, запаси і ресурси газу (метану) вугільних родовищ підраховуються відповідно до «Інструкції із

застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічної оцінки загальних (емісійних) та видобувних запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів», затвердженої наказом ДКЗ України від 07.11.2008 № 523, а також відповідно до «Методичних вказівок з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів», затверджених наказом ДКЗ України від 24.04.2009 № 161.

1.3. Методичними вказівками, що подаються, врегульовується застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів пластового газу (метану) вугільних родовищ у надрах вуглегазових ділянок, промислова розробка яких не здійснювалась.

Метою Методичних вказівок є надання методичної допомоги користувачам надр, які здійснюють геологорозвідувальні роботи для визначення перспектив промислового освоєння газоносних ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась, незалежно від способу подальшого видобутку газу (метану) вугільних родовищ: як супутньої корисної копалини під час розробки вугілля підземними гірничими виробками, або як основної корисної копалини шляхом буріння видобувних свердловин з денної поверхні чи з наявних гірничих виробок.

Методичні вказівки враховують, що, незалежно від способу подальшого видобутку газу (метану) вугільних родовищ, - як супутньої корисної копалини під час розробки вугілля підземними гірничими виробками, або як основної корисної копалини шляхом буріння видобувних свердловин з денної поверхні чи з наявних гірничих виробок, - його геологічне вивчення і видобуток, згідно із законодавством, здійснюються за спеціальним дозволом.

Методичні вказівки встановлюють: вимоги до оцінки загальної кількості газу (метану) вугільних родовищ на місці залягання незалежно від способу його подальшого видобутку, об'єкти оцінки, вихідні геологічні основи і способи оцінки, принципи оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ в межах перспективних ділянок, принципи розподілу газу (метану) за промисловим значенням, ступенем техніко-економічного і геологічного вивчення, а також вимоги до вивченості газоносності вугільних товщ, підрахунку їхніх ресурсів (запасів).

Методичні вказівки призначені для використання в якості практичного посібника і нормативного документа для уніфікованої оцінки ресурсів вуглеводневих газів у вугільних товщах підприємствами, організаціями, установами всіх форм власності, що здійснюють виконання геологорозвідувальних робіт із вивчення газоносності вугільних басейнів і

родовищ, підрахування і геолого-економічної оцінки запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ та подання їх на державну експертизу і оцінку.

2. Нормативні посилання.

Методичні вказівки із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів пластового газу (метану) вугільних родовищ розроблені відповідно до законодавчих та нормативно-методичних актів, що наведені нижче.

Кодекс України «Про надра» від 27.07.1994 р. № 132/94 ВР.

Закон України «Про альтернативні види рідкого та газового палива» від 14.01.2000 р. № 1391 – 14.

Закон України «Про нафту і газ» від 12.07.2001 р. № 2665-III із змінами.

Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ» від 21.05.2009 № 1392-VI із змінами.

Податковий кодекс України від 02.12.2010 № 2755-17.

Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України 12.11.1997р. № 95.

«Временные методические требования к геолого-экономической оценке и подсчету запасов метана в угольных пластах», затверджені ДКЗ СРСР 15 січня 1987 року.

Галузевий технічний регламент Мінпаливенерго України (ГТР 10.1.25590072.002: 2004) «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ», затверджений Наказом Мінпаливенерго України від 30.12.2004 № 846.

«Геологические основы методики изучения и прогнозирования газоносности вмещающих пород угольных месторождений», Москва, 1986.

Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 10.07.98 № 46.

Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля, затверджена наказом ДКЗ України від 25.10.2004 № 225.

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів з геолого-економічної оцінки запасів вугілля і горючих сланців, затверджена наказом ДКЗ України від 03.10.1997 № 83.

Інструкція про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу, затверджена наказом ДКЗ України від 18.10.99 № 120.

Інструкція «Геологічні роботи на вугледобувних підприємствах України» Мінпаливенерго України, Київ, 2001 р.

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 у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів, затверджена наказом ДКЗ України від 07.11.2008 № 523.

«Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах», затверджена Міністерством геології СРСР, ДКЗ СРСР, Міністерством вугільної промисловості СРСР і погодженої Держгіртехнаглядом СРСР, Москва, «Надра», 1977 р.

Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затверджена Постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. № 432, із змінами.

Методичні вказівки з підрахунку запасів шахтного метану вуглегазових родовищ у зонах супутньої технологічно необхідної дегазації під час розробки вугільних пластів, затверджені наказом ДКЗ України від 24.04.2009 № 161.

«Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого», Москва, 1988.

Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів нафти і газу, затверджене наказом ДКЗ України від 26.11.2006 р. № 316.

Методичні вказівки: «Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-ємнісних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів», затверджені наказом ДКЗ від 26.12.2005 № 332.

«Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах», Москва «Недра», 1988.

Положення про Державну комісію України по запасах корисних копалин, затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 10.11.2000 № 1689.

Порядок надання спеціальних дозволів на користування надрами, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 30.05.2011 № 615.

«Руководство по наилучшей практике эффективной дегазации источников метановыделения и утилизации метана на угольных шахтах. Серия публикаций ЕЭК по энергетике, № 31, ООН, Нью-Йорк и Женева, 2010».

Стандарт Мінвуглепрому України: «Відбирання проб вугілля і порід, що вміщують шахтні води, метан, германій, шкідливі речовини під час геологічної

розвідки та експлуатації вугільних родовищ» Мінвуглепром України, Київ, 2007 р. СОУ 10.1.00186080.003: 2007.

Стандарт Мінвуглепрому України: «Скупчення вільного метану в непорушеному масиві. Методика прогнозування зон та визначення їх параметрів» Мінвуглепром України, Київ, 2005 р. СОУ 10.1.05411357.004: 2005.

Стандарт Мінвуглепрому України: «Техногенні скупчення метану у порушеному масиві. Методика прогнозування зон підвищеної газонасиченості та визначення їх параметрів» Мінвуглепром України, Київ, 2007 р. СОУ 10.1.05411357.007: 2007.

«Технические требования угольной промышленности к геологоразведочным работам и исходным геологическим материалам, представляемым для проектирования шахт и разрезов», затверджена Мінвуглепромом СРСР 26 листопада 1986 р.

3. Терміни та визначення понять

У цих Методичних вказівках відзначені терміни та визначення використовуються в значеннях, що наведені нижче.

Абсорбований газ (метан) вугільних родовищ – сорбований газ (метан) вугільних родовищ, поглинений рівномірно всією масою твердої вугільної речовини (абсорбенту) унаслідок об'ємного поглинання із водного розчину або газової суміші без хімічної реакції.

Адсорбований газ (метан) вугільних родовищ – сорбований газ (метан) вугільних родовищ, поглинений поверхневим шаром твердої вугільної або іншої речовини (адсорбенту) унаслідок поверхневого поглинання із водного розчину або газової суміші без хімічної реакції.

Акумуляція сорбованого газу (метану) вугільних родовищ – поклад сорбованого газу (метану) вугільних родовищ, приурочений до вугільного, породного чи іншого пласта-сорбенту або групи зближених пластів-сорбентів, що створюють єдиний об'єкт підрахунку запасів сорбованого газу (метану) вугільних родовищ.

Видобування газу (метану) вугільних родовищ – господарська діяльність, яка включає комплекс технічних заходів, спрямованих на вилучення газу (метану) вугільних родовищ з вугільних пластів, вміщуючих порід та підземних порожнин діючих шахт і тих, що готуються до експлуатації, та вугільних родовищ, промислова розробка яких не здійснювалась, незалежно від їх подальшого використання, а також відпрацьованих вугільних родовищ, якщо вилучений газ (метан) призначається для подальшого використання як матеріальний та/або енергетичний ресурс.

Вугільний пласт – одиничне природне скупчення викопного вугілля в надрах.

Вугільне родовище (басейн) – природне скупчення вугільних пластів та вміщуючих порід осадового походження.

Газ (метан) вугільних родовищ – газова суміш, яка супроводжує вугільні пласти та вміщуючі породи. Згідно із законодавством України, на газ (метан) вугільних родовищ розповсюджуються гірничі відносини, передбачені для альтернативних видів палива та нетрадиційних корисних копалин.

Газовий каротаж – метод виявлення газоносних горизонтів у розрізі вуглепородних товщ, а також оцінки газоносності вугілля та вуглевміщуючих порід, оснований на безперервному вимірюванні вмісту газу у промивальній рідині разом із визначенням вмісту газу по пробах керну та пробах промивальної рідини.

Гідророзрив вугільних пластів (ГРП) – метод інтенсифікації метановиділення з вугільних та породних пластів у дегазаційні свердловини шляхом закачування у видобувні свердловини флюїду під надлишковим тиском для розширення існуючих і створення нових тріщин в навролоосвердловинній зоні, і їх наступне закріплення для створення штучних проникних зон для дренаування газу (метану).

Дегазація вугільних родовищ – вилучення газу (метану) вугільних родовищ з вугільних пластів, вміщуючих порід та підземних порожнин діючих шахт і тих, що готуються до експлуатації, та вугільних родовищ, промислова розробка яких не здійснювалась, незалежно від їх подальшого використання, а також відпрацьованих вугільних родовищ для забезпечення промислової та екологічної безпеки вуглевидобутку.

Ділянка вуглегазоносних надр – обмежена по площі і глибині частина вугільного родовища (басейну), на яку у встановленому порядку надається спеціальний дозвіл на користування вуглегазоносними надрами.

Ділянка вуглегазоносних надр діючої вугільної шахти – ділянка вугільного родовища, на яку у встановленому порядку надано або надається спеціальний дозвіл на користування надрами з метою видобування вугілля.

Ділянка вуглегазоносних надр, що готується до експлуатації – ділянка вугільного родовища, на яку у встановленому порядку надано або надається спеціальний дозвіл на користування надрами з метою геологічного вивчення, у тому числі дослідно-промислової розробки вугілля.

Ділянка вуглегазоносних надр, промислова розробка якої не здійснювалась – ділянка вуглегазоносних надр, промислова розробка вугілля в межах якої не здійснювалась, та на яку у встановленому порядку надано або надається спеціальний дозвіл на користування надрами з метою геологічного вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ.

Ефективна пористість – частка з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн) в об'ємі вугілля або породи, не зайнятих залишковою водою.

Загальна (абсолютна) пористість – частка всіх пор (відкритих і закритих) в об'ємі вугілля чи породи (об'ємна частка в %).

Завчасна дегазація – вилучення газу (метану) вугільних родовищ на діючих чи запроектованих гірничих підприємствах з метою зниження газовості очисних гірничих робіт з видобутку вугілля за 5-10 років до їхнього початку.

Залишкова газонасність (метанонасність) – приведений до нормальних умов об'єм газу (метану), який міститься в одиниці об'єму або маси вугілля чи порід, вилучених із свердловини або гірничої виробки без застосування заходів по збереженню її природної газонасності, ($\text{м}^3/\text{т}$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$).

Керногазонабірник – колонковий прилад для відбору кернових проб вугілля та порід із газами, які в них містяться, з метою безпосереднього визначення газонасності і компонентного складу газів.

Колектор вільного газу – пласт, товща або масив пористої, кавернозної, тріщинуватої породи, здатної завдяки своїм фільтраційно-ємнісним властивостям акумулювати газ, нафту або воду і віддавати їх при розробці.

Метанонасність – об'єм вільного, сорбованого і водорозчинного метану, що міститься в одиниці маси вугілля (м^3 метану у тонні сухої беззольної маси вугілля – $\text{м}^3/\text{т.с.б.м.}$), чи об'єму породи ($\text{м}^3/\text{м}^3$ або $\text{м}^3/\text{т}$) на місці залягання.

Непорушений вуглепородний масив – вуглепородний масив у природному напруженому стані, поза межами геодинамічного та дренажного впливу вуглевидобувних гірничих виробок.

Порушений вуглепородний масив – вуглепородний масив, розвантажений від гірничого тиску внаслідок геодинамічного та дренажного впливу вуглевидобувних гірничих виробок.

Природна газонасність – загальний об'єм газу, який знаходиться в одиниці об'єму або маси вугілля чи гірської породи в природних умовах на місці залягання, приведений до нормальних умов (0,1 МПа, 20°C), в $\text{м}^3/\text{т}$ вугілля або $\text{м}^3/\text{м}^3$ породи.

Поклад газу (метану) вугільних родовищ – одиничне природне скупчення газу (метану) вугільних родовищ у надрах.

Резервуар газовий – об'єм надр, в межах якого існують природні або створені штучно фільтраційно-ємнісні та термобаричні умови для накопичення із уміщуючих порід і переміщення газу (метану) вугільних родовищ при розробці.

Сорбція – процес поглинання речовини сорбентом унаслідок адсорбції та абсорбції без хімічної реакції.

Сорбент газу (метану) вугільних родовищ – вугільний пласт, товща або масив пористої, тріщинуватої гірської породи, здатної завдяки своїм

сорбційним властивостям поглинати і накопичувати газ (метан) вугільних родовищ.

Самостійний видобуток газу (метану) вугільних родовищ – примусове вилучення вільного і адсорбованого газу (метану) вугільних родовищ із вугільних пластів та вуглевміщуючих порід вуглегазоносною ділянкою надр для подальшої реалізації як товарної продукції, не пов'язане із забезпеченням промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку.

Супутний видобуток газу (метану) вугільних родовищ – примусове вилучення газу (метану) з вугільних пластів і вуглевміщуючих порід вуглегазоносною ділянкою надр для забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку.

4. Загальні відомості про газ (метан) вугільних родовищ та дегазацію вуглепородних масивів.

4.1. Основним джерелом і акумулятором газу (метану) у вугленосних відкладах є органічна речовина, що утворює як вугільні пласти і пропластки, так і розсіяні виділення у вміщуючих породах. У складі газів вугленосних відкладів встановлені: метан, важкі вуглеводні, водень, вуглекислий газ, азот, сірководень, аргон, гелій, криптон, ксенон, радон.

Поширеними компонентами газу (метану) вугільних родовищ є метан, азот і вуглекислий газ. Решта газів зустрічається у якості домішок.

Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів у процесі метаморфізму вугілля і міграції їх з вугленосної товщі до поверхні. Разом з цим процесом здійснюється зустрічний рух атмосферних газів на глибину. Таке переміщення газів приводить до закономірного перерозподілу атмосферних і метаморфогенних газів, що проявляється, як газова зональність.

Початковий етап метаморфізму вугілля (марки Б, Д) супроводжується утворенням переважно вуглекислого газу та менш значним – метану. Середня стадія метаморфізму (формування вугілля марок Г-ПС) характеризується значним виділенням метану та максимальним генеруванням важких вуглеводнів. Формування високо метаморфізованого вугілля пов'язується з найбільш інтенсивним генеруванням метану. На заключній стадії метаморфізму вугілля (суперантрацити) в зоні метаморфогенної деметанізації у складі генерованих газів переважають водень і вуглекислий газ.

Близькість компонентного та ізотопного складу вуглеводневих газів вугілля та вуглевміщуючих порід вказує на їхню генетичну спорідненість.

Загальна газоносність вугленосних товщ визначається як автохтонною, так і аллохтонною складовою внаслідок перерозподілу метаморфогенних газів та газів, що надходять з глибинних горизонтів газовугільних басейнів.

4.2. Основним компонентом газу (метану) вугільних родовищ є метан, вміст якого може досягати 100 %, і закономірно зростає із глибиною.

Генетично переважна частина метану пов'язана із вугільними пластами та з розсіяною органічною речовиною у вміщуючих породах.

Метан є екологічно чистим високоякісним паливом і відноситься до парникових газів сильної дії. Крім того, метан – головний вибухонебезпечний компонент газу (метану) вугільних родовищ. При сполученні з повітрям метан утворює суміші: горючі – при вмісті в них метану до 5-6 % і понад 14-16 %, і вибухові – при вмісті метану від 5 до 16 % (максимальна сила вибуху досягається при вмісті метану 9,5 %). Температура загорання метану знаходиться в межах 670-750°C.

Вибухонебезпечність метану, прояви раптових викидів вугілля, порід і газу в гірничих виробках під дією високого гірничого та газового тиску у вуглепородному масиві, що обумовлюють необхідність спеціальних заходів по підтримці безпеки гірничих робіт, визначають нагальність спеціального вивчення природної газоносності вугільних родовищ.

Важкі вуглеводні у складі природних газів вугільних пластів представлені, в основному, етаном та пропаном, рідше – бутаном. Із зростанням глибини в Донецькому та Львівсько-Волинському басейнах у вугільних газах спостерігається збільшення вмісту важких вуглеводнів, особливо у вугіллі середніх ступенів метаморфізму та в зонах тектонічних порушень.

Азот постійно присутній у складі газів вугільних родовищ і вміст його змінюється в широких межах – від декількох відсотків до 90-95 %. Частка азоту у складі газу (метану) вугільних родовищ закономірно зменшується з глибиною. В межах зони метанових газів його вміст звичайно не перевищує 5 %.

Вуглекислий газ постійно присутній у газі вугільних родовищ у кількостях від часток відсотка до 80 % і більше. Із збільшенням глибини залягання вугільних пластів вміст CO_2 зменшується, а в зоні метаморфогенної дегідратації - збільшується.

Водень присутній у газі вугільних родовищ більшості вугільних пластів у концентрації, що не перевищує десятих часток відсотка. Його походження пов'язане з процесами перетворення органічної речовини у вугіллі та з метаморфізмом вугілля, а також із надходженням із підкорових глибин. У зонах тектонічних порушень, як правило, кількість водню збільшується.

Гелій у газах вугільних родовищ Донбасу і Львівсько-Волинського басейну є мікродомішкою. Його концентрації у вугільних (сорбованих) газах не перевищують 0,05 %. Для скупчень вільного газу вони змінюються в межах 0,1-

0,3 %, для газів, розчинених у воді – 0,1-0,9 %. Генезис гелію у вугільних газах пов'язують з радіоактивним розпадом. Підвищені вмісти гелію також характерні для високопроникних зон.

4.3. Природні гази вугленосних товщ знаходяться в сорбованому, вільному та розчиненому у воді стані.

4.3.1. Акумуляції (поклади) сорбованих газів вугільних родовищ приурочуються до вугільних пластів, пластів-супутників, прошарків вугілля та вуглистих порід з відносно високим (понад 30 %) вмістом вуглистої речовини. У вугільних пластах, які складають перші відсотки від потужності вугленосних товщ, міститься майже половина загальної кількості метану та інших вуглеводневих газів в сорбованій формі. Адсорбція і абсорбція в системі «метан-вугілля» проявляються сумісно, переходячи одна в другу. Метаноємність органічної речовини, що входить до складу вугільних пластів та вміщуючих порід, визначається: тиском газу (підвищує сорбцію); температурою (при зростанні якої сорбція знижується); вологістю (знижує сорбцію); ступенем метаморфізму; інгредієнтним складом вугілля.

Метаноносність вугілля зростає зі збільшенням вмісту в ньому фюзиніту. Збільшення вмісту інгредієнтів групи вітриніту супроводжується зростанням тріщинуватості вугілля, що підвищує його газопроникність.

Із підвищенням ступеня метаморфізму вугілля його сорбційна газоємність зростає і досягає максимальних значень в антрацитах, а потім різко зменшується в високометаморфізованих антрацитах.

Газопроникність вугілля визначається інтенсивністю розвитку тріщин кліважу, кількість яких обумовлюється як структурно-тектонічними факторами залягання вугільних пластів, так і хімічно-мінеральною складовою вугілля.

Для визначення газоносності вугільних пластів та вуглистих порід належить застосовувати методи і засоби, що забезпечують визначення як кількості сорбованих та малорухливих газів, так і вільних газів, у тому числі – опробування вугілля та вуглистих порід герметичними кернагазонабірниками.

Закономірна залежність величини сорбційної газоємності вуглистої речовини від стадії катагенезу та глибини залягання є підставою для розповсюдження даних практично точкового опробування на увесь пласт або групу сусідніх пластів з однаковим петрографічним (інгредієнтним) складом та ступенем метаморфізму. Глибинний інтервал екстраполяції результату точкового опробування може досягати 50 – 100 м (в залежності від градієнту газоносності).

Метод прогнозування потенційної метаноносності вугілля і вуглевміщуючих порід на підставі залежності величини сорбційної газоємності вуглистої речовини від стадії катагенезу та глибини залягання має

застосовуватись, як один із основних, при розвідці родовищ вугілля на глибинах 1,3 – 1,5 км.

4.3.2. Колекторами вільних і розчинених у воді газів у вуглепородних товщах є вуглевміщуючі породи з малим вмістом (менше 10 %) вуглистої (органічної) речовини. Сорбційна здатність вуглевміщуючих порід на два порядки нижча газоемності вугілля.

У вміщуючих породах з низьким вмістом органічної речовини основна маса газів знаходиться у вільній фазі (в порах, пустотах, тріщинах), або ж у розчиненому стані (в пластових та порових водах). Газ (метан) вугільних родовищ у вільному стані як у вміщуючих породах, так і у вугільних пластах, займає поровий простір (гранулярний і тріщинний). Його кількість зростає із збільшенням пористості, глибини та тиску і зменшується з підвищенням температури. Якщо пори і тріщини заповнені водою, то кількість у них газу (метану) є, відповідно, нижчою.

Вільний газ (метан) вугільних родовищ у товщах вуглевміщуючих порід за умовами його знаходження та переміщення утворює: скупчення розсіяного малорухливого газу, скупчення рухливого вільного газу та скупчення розчиненого газу в підземних водах.

Розсіяні малорухливі гази, які заперті (оклюдовані) у відносно ізольованих порах у вільному і розчиненому стані, а також гази, сорбовані органічною розсіяною речовиною та мінеральною речовиною порід, характеризуються пониженими фільтраційними характеристиками. Газ утримується в порах капілярними силами та гідростатичним тиском. При розкритті таких порід зонами розвантаження тиску, тріщинуватості та дренажу, що створюються шахтними гірничими виробками або газодобувними свердловинами, відбувається повільне та тривале виділення малорухливих газів.

Рухливі вільні гази заповнюють тріщини, порожнини та відкриту порову ємність порід-колекторів в газових пастках, утворюючи поклади традиційного природного газу (метану) різних розмірів. Рухливість цих газів і розміри резервуарів газових пасток визначаються наявністю шляхів міграції (відкритою пористістю і тріщинуватістю, розривними порушеннями). Об'єми накопичених газів можуть змінюватися в широких межах і визначаються розмірами пастки та ступенем її наповненості. Розкриття гірничими виробками, свердловинами або техногенними тріщинами локальних тріщинуватих зон та окремих замкнених порожнин супроводжується раптовими короткочасними виділення газів. Із колекторів з високою ємністю (пісковиків), значних тріщинуватих зон, приурочених до розривних та плікативних порушень, газ може виділятися в надзвичайно великих кількостях.

Скупчення вільного газу (поклади) характеризуються такими параметрами: пластовим тиском, хімічним складом, розмірами та кількістю газу.

Для визначення газоносності пористих та тріщинних колекторів вільного газу слід застосовувати методи газонафтової геології, що фіксують головним чином вільні і розчинені гази: геофізичні дослідження свердловин, газовий каротаж, випробування та дослідження пластів за допомогою пластовипробувачів та ін.

4.3.3. Розчинені гази в пластових та пластово-тріщинних водах, що циркулюють у порових та тріщинних колекторах, характеризуються величиною газового фактору (питомою газонасиченістю), тиском насичення пластових вод, хімічним складом. Вміст газів, розчинених у пластових водах вміщуючих порід з низькими фільтраційними властивостями, допускається визначати за даними відбору проб із застосуванням пластовипробувачів та їх лабораторного аналізу.

4.4. Вільний та розчинений у воді газ у вуглепородному масиві мігрують до надходження до резервуару пастки, здатної їх накопичувати та утримувати. Формуванню скупчень вільних газів у вугленосних товщах сприяють: перевищення пружності розчинених газів над пластовим тиском вод; пластова та міжпластова міграція газів із джерел сорбованих газів у колектори; наявність газових пасток, в яких відбувається відокремлення від води вільного газу, і його накопичення.

Пастка утворюється колектором, покришкою (екраном чи екрануючим фактором), та тектонічними і гідродинамічними умовами залягання порід. Колектор у парі з покришкою створюють резервуар пастки. Накопичення вільних газів у резервуарі обумовлюється ємнісними (пористість, пустотність, тріщинуватість) та фільтраційними (загальна і фазова газопроникність, газо- і водонасиченість) властивостями порід вуглепородного масиву.

4.4.1. За геологічними, тектонічними і гідродинамічними умовами залягання порід, сукупність яких приводить до формування накопичень (покладів) вільних газів у вуглепородних товщах, переважають наступні види пасток:

- пастки стратиграфічних незгідностей, що утворюються колекторами, на виходах вуглепородних товщ під більш молоді відклади, що їх незгідно перекривають;
- літологічні пастки, що виникають на виклинюванні колектора чи його фаціальному заміщенні;
- структурні пастки, створені плікативними антиклінальними та іншими позитивними резервуарами, склепінними підняттями, флексурами, терасами, «структурними носами»;

- тектонічні пастки, представлені резервуарами, що утворені диз'юнктивними порушеннями;
- гідродинамічні пастки, що утворюються при зміні крупнопорової структури колектора на тонкопорову капілярну, що створює екрануючий ефект за рахунок капілярного тиску;
- техногенні пастки, що приурочені до старих виробок і тріщинуватих розушільнених зон зрушення у вуглевміщуючих породах унаслідок відробки вугілля.

У процесі розробки вугільних пластів над виробленим простором формується склепіння, утворене розушільненими, тріщинуватими та подрібненими породами, які є джерелом вільного метану і тріщинно-пористим колектором його акумуляції. Метан виділяється також з надроблених та з підроблених прошарків і вугільних пластів неробочої потужності, а також з вуглевміщуючих порід і вільно переміщується в пористо-тріщинуватому середовищі склепіння. Покришкою пастки в даному випадку є непроникні вміщуючі породи, що не зазнали впливу розушільнення і депресії тиску від очисних робіт.

4.4.2. Першочерговим завданням вивчення газоносності вуглепородних товщ при розвідці і промисловій розробці вугільних родовищ є виявлення і картування геолого-структурних умов, сприятливих для утворення газових пасток і накопичення в них вільного метану, та встановлення параметрів їхнього поширення у ділянках вуглепородного масиву, що знаходяться в межах зони технологічно неминучої дегазації під час розробки вугілля.

Методика прогнозування та визначення параметрів зон скупчень вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві, згідно із Стандартом Мінвуглепрому України СОУ 10.1.0541 1357.004:2005, розроблена і застосовується для визначення заходів попередньої дегазації нових шахтних полів та розвіданих ділянок, на яких планується будівництво вугледобувних підприємств.

Методика прогнозування та визначення параметрів зон підвищеної газонасиченості та скупчень метану у порушеному вуглепородному масиві, згідно із Стандартом Мінвуглепрому України СОУ 10.1.0541 1357.007:2007, розроблена і застосовується для визначення заходів післяексплуатаційної дегазації пластів вугілля марок Д, Г, Ж, К, ПС на відпрацьованих ділянках діючих та закритих шахт і шахт, що закриваються, III та вище категорії за метаном (згідно з НПАОП 10.0 -1.01).

4.5. Для оцінки ресурсів та підрахунку запасів газу (метану) вугільних родовищ належить залучати підрахункові об'єкти, що є джерелами знаходження газу у надрах, придатними для майбутнього видобутку газу (метану) вугільних родовищ, у тому числі:

- кондиційні за потужністю та зольністю пласти вугілля;
- некондиційні за потужністю або зольністю пласти вугілля потужністю понад 0,1 м;
- вуглисті пісковики, алевроліти, аргіліти:
 - із вмістом сухої беззольної вуглистої маси від 55 до 25 %;
 - із вмістом сухої беззольної вуглистої маси від 25 до 5 %;
- безвуглисті (світлі) пісковики, алевроліти та аргіліти із вмістом сухої беззольної вуглистої маси менше 5 %;
- скупчення вільного газу (метану) вугільних родовищ у газових пастках вуглепородного масиву.

Умови щодо потужності, зольності, газоносності кожного з виділених джерел знаходження газу (метану) вугільних родовищ у надрах для його залучення до оцінки ресурсів та підрахунку запасів визначаються кондиціями, що обґрунтовуються у матеріалах з геолого-економічної оцінки ділянки газувугленосних надр.

4.6. Видобуток газу (метану) вугільних родовищ у сучасних умовах здійснюється за двома технологічними та економічними схемами:

- супутній видобуток газу (метану) вугільних родовищ, що здійснюється поверхневими і підземними установками шахт під час дегазації вуглепородного масиву для забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку, незалежно від використання його як матеріального та/або енергетичного ресурсу;
- самостійний промисловий видобуток газу (метану) вугільних родовищ, що здійснюється з метою використання газу (метану), як матеріального або енергетичного ресурсу, економічно незалежно від забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку.

4.6.1 Світова практика ефективної дегазації джерел метановиділення і утилізації газу (метану) на вугільних шахтах під час селективної розробки комплексних метановугільних родовищ, (згідно із публікаціями Європейської Економічної Комісії ООН), передбачає послідовний супутній видобуток газу (метану) вугільних родовищ протягом геологічного вивчення та промислової розробки вугільних пластів.

Для супутнього вилучення газу (метану) вугільних родовищ використовуються технології, що ґрунтуються на зростанні фільтраційно-ємнісних властивостей газоносного вуглепородного масиву внаслідок геодинамічного та газодинамічного впливу гірничих робіт з вуглевидобутку.

Виділяється три основні етапи видобутку газу (метану) вугільних родовищ, відповідно до стану напруженості та деформацій вуглепородного масиву:

- доексплуатаційний, що відповідає етапу видобутку газу із не розвантаженого вуглепородного масиву під час завчасної та попередньої дегазації;

- експлуатаційний, що відповідає етапу видобутку газу із вуглепородного масиву, що розвантажується під час промислового видобутку вугілля та поточної дегазації масиву;

- після експлуатаційний, що відповідає етапу видобутку газу із зрушеного виробленого простору та закритих гірничих виробок вуглепородного масиву у період від ізоляції окремих ділянок шахтного поля до закриття шахти в цілому.

Найбільш ефективною визнана поетапна технологія дегазації, що передбачає використання одних і тих же свердловин для видобутку метану на всіх етапах освоєння родовища в ході: завчасної (за 5-7 років до розробки вугілля), попередньої (за 3 роки до розробки вугілля), поточної (під час розробки вугілля) та післяексплуатаційної дегазації вуглепородного масиву.

4.6.2. Самостійний промисловий видобуток газу (метану) вугільних родовищ здійснюється через свердловини, пробурені з поверхні або з наявних гірничих виробок.

Промисловий видобуток сорбованого газу (метану) вугільних родовищ здійснюється із штучним підвищенням проникності газонесних вугільних та породних пластів пневмогідродинамічними, фізико-хімічними та іншими методами активного впливу на вуглегазоносну товщу.

Промисловий видобуток вільного газу (метану) вугільних родовищ з колекторів традиційного типу здійснюється газовими технологіями.

5. Послідовність проведення геологорозвідувальних робіт на газ (метан) вугільних родовищ в межах вуглегазових ділянок надр, що не залучались до розробки вугілля

Відповідно до визначених спеціальним дозволом умов користування надрами, під час проведення геологорозвідувальних робіт на газ (метан) вугільних родовищ у межах вуглегазових ділянок надр, що не залучались до розробки вугілля, газ (метан) вугільних родовищ розглядається: або як окрема корисна копалина, видобуток якої здійснюється економічно незалежно від розробки вугільних пластів, або як супутня корисна копалина, вилучення якої технологічно необхідне для здійснення безпечного видобутку основної корисної копалини – вугілля.

5.1. Геологорозвідувальні роботи з геологічного вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ, як супутньої корисної копалини в межах вуглегазоносних ділянок надр, промислова розробка вугілля яких

передбачається, виконуються за спеціальним дозволом на користування надрами і мають за мету: визначення технологічної можливості та економічної доцільності проведення завчасної та попередньої дегазації вуглепородного масиву, та подальшого використання ділянки надр з метою комплексного промислового освоєння, як метановугільного родовища.

Головна мета завчасної та попередньої дегазації вуглепородного масиву ділянки надр, промислова розробка вугілля в межах якої не здійснювалась, полягає у забезпеченні такого рівня надходження залишкового газу (метану) вугільних родовищ у майбутні видобувні гірничі виробки після вилучення дегазацією частини метану із вугільних пластів та уміщуючих порід, що відповідає вимогам безпеки вуглевидобутку.

Геолого-економічна оцінка запасів вугілля здійснюється відповідно до «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля», затвердженої наказом ДКЗ України 25.10.2004 р. № 225 та «Положення про порядок розробки та обґрунтування кондицій на мінеральну сировину для підрахунку запасів твердих корисних копалин», затвердженого наказом ДКЗ України від 07.12.2005 р. № 300.

5.2. У разі, якщо згідно із спеціальним дозволом на користування надрами подальше використання ділянки надр не пов'язується з розробкою вугільних пластів, геологорозвідувальні роботи з геологічного вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ спрямовуються на визначення технологічної можливості та економічної доцільності самостійної промислової розробки ділянки надр, як родовища (покладу) газу (метану) у вуглепородній товщі.

5.3. Раціональне і ефективне ведення геологорозвідувальних робіт на газ (метан) вугільних родовищ з метою визначення технологічної можливості та економічної доцільності самостійної промислової розробки ділянки надр, як родовища (покладу) газу (метану) у вуглепородній товщі, передбачає дотримання оптимальної послідовності виконання геологорозвідувальних робіт згідно з ГСТУ 41-00032626-00-011-99 «Етапи і стадії геологорозвідувальних робіт на нафту і газ. Порядок проведення», затвердженого наказом Комітету України з геології та використання надр від 31.12.1999 р. №238.

На регіональному етапі геологорозвідувальних робіт у межах вугленосних басейнів виділяються перспективні для виявлення покладів газу (метану) вугільних родовищ геотектонічні структури, площі, та потенційні вуглегазові родовища.

На виявлених перспективних вуглегазових ділянках надр виділяються локальні вуглегазові об'єкти, в межах вуглепородного розрізу яких виділяються стратиграфічні інтервали з підвищеною проникністю вугільних пластів, оцінюються їхні газодинамічні характеристики та природна метаносність

вуглепородної товщі. За результатами геофізичних досліджень свердловин і даних опробування, виділяються першочергові ділянки для проведення розвідувальних робіт і дослідно-промислової розробки.

На підставі даних геолого-геофізичних досліджень і опробування розвідувальних свердловин, а також дослідно-промислової розробки виявлених продуктивних покладів та моделювання їхньої промислової розробки, здійснюють пошуково-оцінювальні роботи для визначення їхнього промислового значення. У разі отримання позитивних результатів, проводяться розвідувальні роботи з метою підготовки виявлених запасів газу до промислового освоєння.

Залежно від фактичної вивченості вуглегазової ділянки надр, геологорозвідувальні роботи в її межах можуть розпочинатись відповідно до спеціального дозволу на користування надрами: з геолого-прогнозних, пошукових або розвідувальних робіт.

5.4. На локальних площах вуглегазових ділянок надр, геологічна будова яких є типовою, та з найбільш повно проявленими пошуковими критеріями акумуляцій (покладів) газу (метану) вугільних родовищ, створюються блоки деталізації, в межах яких геологічна будова і газонасність вуглепородного масиву вивчається найбільш повно, включаючи буріння глибоких пошуково-опорних свердловин та свердловин дослідно-промислової розробки виявлених акумуляцій газу. В межах вуглегазової ділянки надр, що оцінюється, блоків деталізації (еталонних ділянок) може бути декілька відповідно до складності її геологічної будови, кількості природних типів газонасності, проявлених на оцінюваній площі, характеру їхнього розподілу у плані і в розрізі, а також мінливості фільтраційно-ємнісних властивостей вугілля і вміщуючих порід, ступеня їхнього метаморфізму, та інших факторів.

У блоках деталізації, на підставі дослідно-промислової розробки (дегазації) виділених газових акумуляцій (покладів), визначається ступінь вилучення газу (метану) вугільних родовищ із надр для прогнозування обсягів його видобутку на ділянці, що оцінюється, а також прогнозних дебітів видобувних свердловин.

5.5. Завчасна та попередня дегазація вуглегазових родовищ виконується по окремому проекту відповідно до вимог галузевого технічного регламенту «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ» (ГТР 10.1 25590072.002:2004).

5.6. Обґрунтування параметрів кондицій для визначення загальних та видобувних запасів газу (метану) вугільних родовищ вуглегазонасної ділянки надр, подальше використання якої не пов'язується із розробкою вугільних пластів, здійснюється відповідно до «Положення про порядок техніко-

економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затвердженого наказом ДКЗ України від 27 листопада 2006 року № 316.

6. Вимоги до геологічного вивчення газонасності вуглегазоносних ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась

1. Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 05.05.1997 р. № 432, геологорозвідувальні роботи на газ (метан) вугільних родовищ включають геологічне вивчення покладів вуглеводневих газів та техніко-економічне вивчення умов їхньої експлуатації.

Результатом геологічного вивчення вуглегазових ділянок надр має бути геологічна інформація про компонентний склад, форми знаходження, кількість, якість і технологічні властивості газу (метану) вугільних родовищ, геологічну будову вміщуючих вуглепородних товщ, газогідродинамічних, гірничо-геологічних та інших умов їхнього залягання, яка використовується для обґрунтування проектних рішень щодо способу і системи видобутку та напрямів використання газу (метану) вугільних родовищ.

Унаслідок техніко-економічного вивчення має бути отримана інформація про гірничотехнічні, технологічні та техніко-економічні, соціально-екологічні умови розробки покладів газу (метану) вугільних родовищ, а також економічні, правові та інші умови виробничої діяльності технологічних комплексів (промислів) з дегазації вуглепородних товщ газу (метану) вугільних родовищ та реалізації товарної продукції.

6.2. Першочергові перспективні площі вуглегазоносних ділянок надр виділяються на підставі дослідження наявної геологічної інформації щодо проявленості пошукових ознак вуглепородних товщ та тектонічних структур, які можуть бути джерелами, акумуляторами та колекторами газу (метану) вугільних родовищ. Вивчення газонасності вугільних пластів та вміщуючих порід на першочергових ділянках надр слід спрямовувати на визначення таких параметрів та характеристик газонасності: гідрохімічна зональність, склад, форми знаходження, термодинамічні умови залягання газу (метану) вугільних родовищ та підземних вод; фільтраційно-ємнісні та сорбційні властивості вугілля та вміщуючих порід; газонасність вугілля та вміщуючих порід; розповсюдження у просторі вугільних пластів, пластів-колекторів, газопорів; контури можливих резервуарів для виникнення скупчень (покладів) вільного газу.

Загальна початкова прогнозна оцінка газонасності ділянки надр ґрунтується, головним чином, на аналогії з відомими газонасними комплексами,

близькими до оцінюваної ділянки по тектонічній будові, літологічному складу, ступеню катагенетичних та метаморфічних перетворень, сорбційних та колекторських властивостях вуглепородних товщ та вугільних пластів, а також по їхній глибині залягання.

По одиничних глибоких свердловинах, що визначаються як параметричні (еталонні), проводиться детальне вивчення геологічного розрізу, опробування, газовий каротаж та інші дослідження газонасності вугілля та вміщуючих порід відповідно до «Инструкции по определению и прогнозу газонасности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах», Москва, «Надра», 1977 р.

Для оцінки перспективності досліджуваної ділянки надр та окремих її частин, як потенційного джерела газу (метану) вугільних родовищ, використовуються геолого-генетичні та гірничотехнічні критерії і пошукові ознаки, що ґрунтуються на світовому досвіді з ефективної дегазації джерел метановиділення та утилізації метану на вугільних шахтах, у тому числі (для вугільних пластів): ступінь вуглефікації органічної речовини – відповідає маркам вугілля від Д до П; вихід летких – у межах від 10 до 40 %; відбивна здатність вітриніту – у межах: від 0,75 до 1,50 %; зольність вугілля – менша 30 %; петрографічний склад вугілля – переважно вітринітовий; вологість – менша 10 %; вугленосність продуктивних стратиграфічних інтервалів – понад 10 %; метанонасність вугільних пластів – понад 8 м³/т; глибини залягання – в межах 500-1200 м.

Наведені критерії перспективності вуглегазових ділянок надр не є кондиціями для підрахунку запасів (ресурсів) газу (метану) вугільних родовищ, але можуть застосовуватись як такі, на підставі належного обґрунтування.

6.3. При проявленості в межах досліджуваної ділянки надр геологічних передумов наявності потенційного джерела газу (метану) вугільних родовищ, геологорозвідувальні роботи з вивчення газонасності виділеної ділянки надр продовжуються з метою отримання достовірних даних у обсягах, достатніх для опрацювання проекту на будівництво технологічного комплексу із завчасної або попередньої дегазації газувугільного родовища (ділянки).

З цієї метою належить визначити:

- колекторські та сорбційні властивості, а також величини газонасності вугільних пластів та основних різновидів вуглевміщуючих порід, що виділяються як об'єкти підрахунку запасів газу (метану) вугільних родовищ;
- закономірності мінливості показників газонасності по латералі і на глибину;
- потужність та петрографічний склад кондиційних пластів вугілля та тонких прошарків вугілля;

- компонентний склад газів, що містяться у вугіллі, вуглевміщуючих породах, у сорбованому, розчиненому та вільному стані;
- типи порід-накопичувачів та колекторів, що здатні акумулювати і утримувати газ (метан) вугільних родовищ;

На підставі літолого-фаціального, структурно-тектонічного та гідродинамічного аналізу вуглепородного масиву ділянки надр слід прогнозувати і картувати: резервуари пасток вільного газу; контури природних та техногенних скупчень газу; запаси (ресурси) газу (метану) вугільних родовищ.

6.4. Методику геологічного вивчення газonosних пластів вугілля та вуглевміщуючих порід слід визначати з врахуванням рекомендацій «Инструкции по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах», затвердженій Міністерством геології СРСР, ДКЗ СРСР, Міністерством вугільної промисловості СРСР і погодженій Держгіртехнаглядом СРСР, Москва, Надра, 1977 р.

Методику геологічного вивчення резервуарів вільного газу (метану) вугільних родовищ слід визначати з урахуванням рекомендацій «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженій наказом ДКЗ від 10.07.98 №46.

6.5. Раціональний комплекс геологорозвідувальних робіт, спрямованих на підготування проекту завчасної або попередньої дегазації газувугільного родовища, а також вимоги до методики проведення бурових робіт, геофізичних досліджень свердловин, випробування пластів у процесі буріння, газогідродинамічних досліджень свердловин у колонії, вибору методу інтенсифікації припливу, слід визначати і виконувати згідно із Галузевим технічним регламентом Міністерства палива та енергетики України, прийнятим наказом Мінпаливенерго від 30.12.2004 р. № 846: «Проектування, будівництво та експлуатація технологічних комплексів з дегазації метану вугільних родовищ».

6.6. У разі, якщо, згідно із спеціальним дозволом на користування надрами, подальше використання ділянки надр не пов'язується з промисловою розробкою вугільних пластів, геологорозвідувальні роботи з геологічного вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ спрямовуються на техніко-економічне обґрунтування доцільності проектування будівництва технологічного комплексу із самостійної розробки покладів газу відповідно до «Положення про порядок техніко-економічного обґрунтування кондицій для підрахунку запасів родовищ нафти і газу», затвердженого наказом ДКЗ України від 27.11.2006 р. № 316.

6.7. Газоносність кондиційних за потужністю та зольністю вугільних пластів вивчається на підставі даних прямого опробування кернагазонабірниками, що призначені для відбору проб порід, які є джерелами сорбованого газу. Додатково слід застосовувати комплексні методи, що включають випробування пластів комплексом КВІ та газовий каротаж. Як контрольний, слід використовувати метод прогнозу потенційної газоносності за сорбційними властивостями вугілля і розрахунковому або заміряному тиску на усті свердловини. На глибинах понад 1300 м цей метод слід застосовувати як найбільш надійний основний метод.

6.7.1. Газ, що міститься в тонких некондиційних за потужністю або зольністю пластах та прошарках вугілля потужністю понад 0,1 м і зольністю до 50 %, вивчається тим же комплексом методів, що і для кондиційних пластів.

У зв'язку із складністю опробування тонких прошарків вугілля, допускається визначати їхню газоносність шляхом екстраполяції даних розвіданих суміжних або сусідніх робочих вугільних пластів. Доцільно застосовувати метод прогнозу потенційної метаноносності з використанням сорбційних характеристик робочих пластів, аналогічних за ступенем метаморфізму та петрографічному складу. У разі відсутності достовірних вимірів тиску, допускається застосування розрахункового гідростатичного тиску. Оцінку маси вугілля у пропластках потужністю менше 0,3 м допускається визначати на підставі середніх оцінок по свердловинах або їх групах.

6.7.2. Газоносність вуглистих низькопроникних пісковиків, алевролітів, аргілітів із вмістом сухої беззольної вуглистої маси понад 25 %, що містять газ у сорбованій формі у кількості 70-90 %, слід визначати на підставі прогнозних оцінок їхньої потенційної метаноносності з підтвердженням результатів методом прямого опробування кернагазонабірниками. Прогнозні оцінки їхньої потенційної метаноносності допускається здійснювати на підставі сорбційних характеристик дослідженого вугілля того ж ступеня метаморфізму, що і вугільна речовина досліджуваних порід із використанням розрахункового гідростатичного тиску. Рекомендується опрацьовувати і використовувати для визначення метаноносності емпіричні залежності останньої від глибини залягання і вмісту в породах вуглистої речовини.

6.7.3. Газоносність пісковиків, алевролітів та аргілітів із вмістом сухої беззольної вуглистої маси від 5 до 25 % і часткою газу (метану) у сорбованій формі від 20 до 70 %, належить вивчати за даними опробування кернагазонабірниками з герметизацією на вибої свердловини, а також за даними газового каротажу.

6.7.4. Низька газоносність безвуглистих (світлих) низькопористих пісковиків, алевролітів та аргілітів із вмістом сухої беззольної вуглистої маси до 5 % і часткою газу (метану) у сорбованій формі до 20 %, має бути підтверджена за даними газового каротажу.

6.8. Газ (метан) вугільних родовищ, що міститься у пісковиках з підвищеною пористістю та проникністю у вільній формі, або розчинений у пластових водах, є першочерговим об'єктом геологорозвідувальних робіт, спрямованих на вивчення газоносності вугільних родовищ, і підлягає першочерговому вилученню дегазаційними свердловинами.

6.8.1. Для виявлення, вивчення і оцінки скупчень (покладів) вільного газу (метану) вугільних родовищ застосовуються методи і технічні засоби газової промисловості.

Геологічне вивчення об'єктів підрахунку запасів вільного газу (метану) вугільних родовищ здійснюється згідно з вимогами «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ від 10.07.1998 № 46.

Визначення параметрів порових резервуарів слід здійснювати методами свердловинної геофізики (ГК, НГК, КС, ПС, ІННК, БЗК, кавернометрії, та ін.).

Лабораторні дослідження керну належить проводити відповідно до вимог «Методичних вказівок щодо вивчення властивостей гранулярних порід-колекторів до підрахунку запасів нафти і газу об'ємним методом», затверджених наказом ДКЗ України 29.12.2010 № 718.

6.8.2. До комплексу польових методів дослідження вільного газу (метану) вугільних родовищ належить включати:

- заміри дебітів газу та води при газопроявах під час буріння свердловин;
- відбір проб вільного і розчиненого газу в свердловинах;
- відбір проб пластового вільного і розчиненого газу глибинними пробовідбірниками;
- відбір породних проб на вивчення колекторських властивостей та вугільних проб на визначення сорбційних властивостей;
- вивчення якісного (компонентного) складу газу вугільних пластів та залишкової газоносності за даними герметичних вакуум-стаканів;
- випробовування вугільних пластів за допомогою кернагазонабірників (КГН) з метою кількісної оцінки метаноносності вугілля;
- визначення метаноносності вугільних пластів і гірських порід за допомогою газового каротажу та промислової геофізики;
- визначення дебітів газу та тиску у вугленосних відкладах за допомогою пластовипробувачів;
- визначення газо- і водонасиченості колекторів;

- визначення тиску на гирлі свердловини;
- визначення дебітів газу та тиску у вугленосних відкладах за допомогою пластовипробувачів за методикою, що враховує повільну газовіддачу слабопроникних порід;
- дослідження свердловин відкачками при обладнаному гирлі;
- термометрія перед та після дослідження свердловини;
- газогідродинамічні дослідження під час дегазації газових скупчень.

Результати досліджень мають бути достатніми для опрацювання проекту розробки покладу газу (метану) вугільних родовищ або технологічної схеми завчасної або попередньої дегазації вугільного родовища або його ділянки, що передбачається до розробки з вилученням та використанням газу (метану) вугільних родовищ.

6.8.3. Для вивчення вільного газу (метану) вугільних родовищ, що міститься в порово-тріщинних колекторах та тріщинуватих зонах вуглепородних масивів, додатково до комплексу методів, що наведений вище, слід обов'язково застосовувати геолого-структурний аналіз та детальне геологічне картування резервуарів тектонічних та інших газових пасток. Обов'язковими є також газогідродинамічні та гідрохімічні дослідження для оцінки режиму підземних вод для визначення наявності газу і можливості виділення газу у вільній формі.

7. Розподіл вуглегазових ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась, за величиною запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ та за складністю геологічної будови.

7.1. За величиною загальних запасів та перспективних ресурсів газу (метану) вугільних родовищ вуглегазові ділянки надр, промислова розробка яких не здійснювалась, поділяються на такі групи:

- | | | |
|---------------|---|--------------------------------------|
| - унікальні | — | понад 300 млрд. м ³ газу; |
| - великі | — | 30 - 300 млрд. м ³ газу; |
| - середні | — | 10 - 30 млрд. м ³ газу; |
| - дрібні | — | 1 - 10 млрд. м ³ газу; |
| - дуже дрібні | — | до 1 млрд. м ³ газу. |

7.2. Визначення групи складності геологічної будови вуглегазових ділянок надр, що передбачаються до розробки окремим технологічним комплексом з дегазації вуглепородних товщ або промислом, здійснюється на завершальних стадіях геологорозвідувальних робіт в найбільш вивчених типових ділянках деталізації покладів газу (метану) вугільних родовищ.

Згідно із «Класифікацією запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», затвердженої постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997р. № 432, поклади газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, можуть належати до родовищ простої (1-ша група), складної (2-га група), дуже складної (3-тя група) та надто складної (4-та група) геологічної будови.

Належність покладів газу (метану) вугільних родовищ до відповідної групи складності геологічної будови обґрунтовується за критеріями і ознаками, визначеними пунктом 20 «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр, затвердженої постановою Кабінету Міністрів України» від 5 травня 1997 р. № 432. При цьому, показником мінливості критеріїв і ознак, що залучаються для визначення групи складності геологічної будови, приймається коефіцієнт варіації його розподілу у надрах.

Розподіл критерію, прийнятого індикатором складності геологічної будови у надрах, вважається рівномірним, якщо коефіцієнт варіації не перевищує 40 %, нерівномірним, якщо коефіцієнт варіації не перевищує 100 %, дуже нерівномірним, якщо коефіцієнт варіації не перевищує 150 %, вкрай нерівномірним, якщо коефіцієнт варіації перевищує 150 %.

7.2.1. Для визначення групи складності геологічної будови покладів сорбованого газу (метану) вугільних родовищ, приурочених до пластів вугілля або вуглевміщуючих порід, слід користуватись також додатковими критеріями складності геологічної будови ділянки надр, що встановлені для вугільних ділянок надр (родовищ), відповідно до «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля», затвердженої наказом ДКЗ України 25.10.2004 р. № 225.

7.2.2. Для визначення групи складності геологічної будови покладів вільного газу (метану) вугільних родовищ слід користуватись також додатковими критеріями складності геологічної будови нафтогазоносних ділянок надр, що встановлені для родовищ (покладів) традиційного вільного газу відповідно до «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ від 10.07.98 р. № 46.

8. Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за ступенем геологічного вивчення

8.1. Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» за ступенем геологічного вивчення та достовірності запаси газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, поділяються на розвідані та попередньо розвідані, а ресурси – на перспективні та прогнозні.

8.1.1. Розвідані **запаси** газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, – це обсяги газу (метану) вугільних родовищ у надрах, кількість, якість, технологічні властивості, гідродинамічні, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для опрацювання проектів будівництва газодобувних або дегазаційних технологічних комплексів для видобутку і використання газу (метану) вугільних родовищ.

Основні параметри розвіданих запасів газу (метану) вугільних родовищ, які обумовлюють проектні рішення щодо видобутку (дегазації) і використання газу, визначаються за даними безпосередніх вимірів, в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних та інших досліджень.

Розвідані запаси газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, виділяються в межах блоків деталізації геологічного вивчення вуглегазових ділянок надр, які розбурені дегазаційними свердловинами згідно з проектом дослідно-промислової розробки (дослідно-промислової дегазації) газового покладу, або розкриті пошуковими і розвідувальними свердловинами, по яких завершені роботи з дослідно-промислових досліджень та дегазації (дослідно-промислової розробки) газового покладу.

До розвіданих запасів газу (метану) вугільних родовищ належать запаси покладу (акумуляції) газу або його частини, промислова газонасиченість якого встановлена за результатами дослідно-промислової розробки (дегазації) та випробування свердловин з промисловими припливами газу, а також за результатами визначеного для даного району комплексу геологічних, гідродинамічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах, сусідніх із свердловинами, залученими до дослідно-промислових робіт.

Літологічний склад, тип колектора (пласта-сорбенту), їхні сорбційні, ємнісні і колекторські властивості, газонасиченість, ефективні газонасичені товщини продуктивних пластів мають бути визначені за результатами вивчення керну та матеріалами геофізичних досліджень свердловин.

Склад і властивості газу, в пластових і стандартних умовах мають бути вивчені за даними дослідження свердловин. Продуктивність свердловин, проникність природних та штучно створених газових резервуарів, пластові тиски, дебіти газу і їхні зміни у часі, а також робочі депресії мають бути вивчені за результатами випробувань і дослідно-промислової розробки (дегазації).

Вивченість розвіданих запасів газу (метану) вугільних родовищ має забезпечити отримання вихідних даних для техніко-економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з промислового видобутку газу (метану).

8.1.2. Попередньо розвідані запаси газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, – це обсяги запасів газу в надрах, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші умови і характер залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для опрацювання проектів дослідно-промислової розробки (дегазації) розкритих покладів (акумуляцій) газу (метану) вугільних родовищ на підставі екстраполяції даних безпосередніх досліджень в свердловинах, розташованих по рідкій нерівномірній мережі. Екстраполяція обґрунтовується доведеною аналогією з розвіданими блоками родовища (покладами), а також даними геологічного, геофізичного та іншого вивчення надр.

До попередньо розвіданих запасів сорбованого газу (метану) вугільних родовищ належать запаси нерозвіданих частин покладів (акумуляцій), що екстраполюються від ділянок з розвіданими запасами сорбованого газу.

Попередньо розвідані запаси вільного газу включають запаси покладів (їхніх частин), газоносність яких визначена за результатами випробування, геологічних, геофізичних та газодинамічних досліджень свердловин.

Для визначення видів та обсягів досліджень, необхідних для віднесення окремих покладів (блоків) вільного газу (метану) вугільних родовищ, в межах яких відсутні ділянки з розвіданими запасами, до групи попередньо розвіданих, слід користуватись додатком № 3 до «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ від 10.07.1998 р. № 46.

Попередньо розвідані запаси газу (метану) вугільних родовищ на вуглегазових ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась, є основою для обґрунтування планів пробної експлуатації свердловин, а також обґрунтування доцільності проведення дослідно-промислової розробки або дослідно-промислової дегазації вуглегазової ділянки надр.

8.2. За ступенем геологічного вивчення і достовірності ресурси газу (метану) вугільних родовищ поділяються на дві групи: перспективні і прогнозні.

8.2.1. Перспективні ресурси газу (метану) вугільних родовищ у межах вуглегазових ділянок надр, промислова розробка вугілля яких не здійснювалась, включають обсяги газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах, пропластках і вміщуючих породах на площах, підготовлених до пошукового буріння на газ у межах локальних тектонічних структур вуглегазоносного регіону, виділених на підставі позитивної оцінки проявів промислової газонасності, та даних інтерпретації комплексу методів геологічних та геофізичних досліджень, а також на нових горизонтах, не розкритих бурінням, продуктивність яких установлена на інших ділянках вуглегазоносного району.

Перспективні ресурси вільного газу в межах вуглепородних товщ підраховуються по пластах-колекторах з доведеною в даному районі продуктивністю. Підрахункові параметри покладів: продуктивна площа, ефективна газонасичена товщина, пористість, проникність можуть бути визначені за даними інтерпретації геолого-геофізичних матеріалів свердловин, пробурених у межах перспективної структури (пастки).

Параметри газонасності кондиційних вугільних пластів, а також некондиційних вугільних пластів-супутників мають бути визначені за результатами опробування та за потенційною метаноемністю на підставі сорбційних досліджень; вуглевміщуючих порід – за одиничними результатами опробування, газовому каротажу, сорбційними і гідродинамічними дослідженнями, та за колекторськими характеристиками.

8.2.2. Прогнозні ресурси газу (метану) вугільних родовищ в межах вуглегазових ділянок надр, промислова розробка вугілля яких не здійснювалась, – це обсяги газу вугільних пластів і вміщуючих порід в межах регіональних тектонічних структур та літолого-стратиграфічних комплексів з доведеною газонасністю у відомому вуглегазоносному регіоні, перспективність яких на відкриття промислових покладів (акумуляцій) газу (метану) вугільних родовищ обґрунтовується стратиграфічними, тектонічними літологічними, фільтраційно-ємнісними та іншими позитивними критеріями і ознаками.

Кількісна оцінка прогнозних ресурсів газу (метану) вугільних родовищ проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень, і за аналогією з розвіданими родовищами у межах відомого вуглегазоносного регіону.

9. Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за ступенем техніко-економічного вивчення

9.1. У структурі геологорозвідувального процесу на газ (метан) вугільних родовищ вуглегазоносних ділянок надр, промислова розробка вугілля в межах яких не здійснювалась, відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр», затвердженої Постановою Кабінету Міністрів України від 5 травня 1997 р. № 432, та «Інструкції із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», затвердженої наказом ДКЗ від 10.07.1998 р. № 46, виділяються три рівня геолого-економічних оцінок, що відрізняються за ступенем детальності: початкова, попередня і детальна.

Геологорозвідувальні роботи на газ (метан) вугільних родовищ в межах вуглегазоносних ділянок надр, промислова розробка вугілля в межах яких не здійснювалась, можуть розпочинатись з будь-якої стадії геологорозвідувального процесу, якщо стан фактичного геологічного вивчення об'єкта оцінки достатній для геологічного і техніко-економічного обґрунтування доцільності подальших геологорозвідувальних робіт.

9.1.1. Початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3), провадиться для обґрунтування доцільності виконання пошукових робіт на об'єктах, що готуються до буріння. ГЕО-3 здійснюється на підставі кількісної оцінки перспективних ресурсів та попередньо розвіданих запасів газу (метану) вугільних родовищ в межах окремих об'єктів вуглегазової ділянки, які є перспективними на відкриття промислових покладів (аккумуляцій) газу (метану) на підставі оцінених перспективних і прогнозних ресурсів, і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їхнє промислове значення. Оцінка економічної ефективності інвестицій у геологорозвідувальні роботи і подальше промислове освоєння передбачуваних покладів (аккумуляцій) газу (метану) вугільних родовищ обґрунтовується техніко-економічними розрахунками на підставі доведеної аналогії з відомими родовищами, а також технічного завдання замовника геологорозвідувальних робіт.

9.1.2. Попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2), провадиться для обґрунтування доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) газу (метану) вугільних родовищ та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і дослідно-промислової розробки. ГЕО-2 здійснюється на підставі попередньо розвіданих запасів і перспективних ресурсів газу (метану) вугільних родовищ, оформляється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, у тому числі дослідно-

промислової розробки виявленого газового родовища, покладу (аккумуляції). Оцінка ефективності розробки газового чи вуглегазового об'єкту проводиться на рівні кінцевої товарної продукції промислу; техніко-економічні показники визначаються за розрахунками або приймаються за аналогією.

9.1.3. Детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться з метою визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного технологічного комплексу (промислу), що створюється, і доцільності інвестування робіт з його проектування та будівництва. ГЕО-1 проводиться на підставі розвіданих запасів газу (метану) вугільних родовищ за техніко-економічними показниками, отриманими під час їхньої дослідно-промислової розробки, і включає техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їхнього підрахунку.

Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 мають бути достатніми для прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень.

Матеріали детальної геолого-економічної оцінки родовища (покладу) газу (метану) вугільних родовищ позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин є основним документом, що обґрунтовує доцільність фінансування робіт з опрацювання проектів будівництва технологічних комплексів з видобутку (дегазації) газу (метану) вугільних родовищ.

9.2. За ступенем техніко-економічного вивчення запаси і ресурси газу (метану) вугільних родовищ поділяються на три групи.

9.2.1. До першої групи належать запаси газу (метану) вугільних родовищ, на базі яких проведено детальну геолого-економічну оцінку (ГЕО-1) ефективності їх промислового освоєння, матеріали якої, включаючи техніко-економічне обґрунтування постійних кондицій для їхнього підрахування, затверджені Державною комісією України по запасах корисних копалин.

9.2.2. До другої групи належать запаси газу (метану) вугільних родовищ, на базі яких проведено попередню геолого-економічну оцінку (ГЕО-2) їх промислового значення, а матеріали техніко-економічної доповіді (ТЕД) про доцільність їхньої подальшої розвідки і дослідно-промислової розробки, включаючи обґрунтування тимчасових кондицій для їхнього підрахування, апробовані Державною комісією України по запасах корисних копалин або замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт з подальшого вивчення і використання цих запасів.

9.2.3. До третьої групи належать ресурси газу (метану) вугільних родовищ, на базі яких проведено початкову геолого-економічну оцінку (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної вуглегазової ділянки надр, а матеріали техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про доцільність проведення

подальших пошуково-розвідувальних робіт, схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

10. Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ за промисловим значенням

За промисловим значенням запаси і ресурси газу (метану) вугільних родовищ розподіляються на групи, що наведені нижче.

10.1. Запаси балансові – запаси газу (метану) вугільних родовищ, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками або матеріалами фінансової звітності доведено, що коефіцієнт рентабельності (розрахунковий або фактичний) технологічного комплексу (промислу), що створюється або реконструюється для видобутку (дегазації) і використання цих запасів, є достатнім для економічно ефективної виробничої діяльності гірничодобувного підприємства.

Серед балансових запасів за умовами видобутку і використання виділяються видобувні і дотаційні запаси газу (метану) вугільних родовищ за такими критеріями:

- для запасів видобувних – визначена Державною комісією України по запасах корисних копалин рентабельність виробничої діяльності технологічного комплексу (промислу), що створюється або реконструюється для видобутку (дегазації) і використання цих запасів газу (метану) вугільних родовищ, перевищує ставку рефінансування Національного банку України за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

- для запасів дотаційних – визначена Державною комісією України по запасах корисних копалин економічна ефективність видобутку і використання газу (метану) вугільних родовищ технологічним комплексом (промислом), що створюється або реконструюється для цього, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Дотаційні запаси газу (метану) вугільних родовищ обліковуються у державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

10.2. Запаси позабалансові – запаси газу (метану) вугільних родовищ, для яких на момент проведення геолого-економічної оцінки, згідно з техніко-економічними розрахунками або матеріалами фінансової звітності, доведено, що коефіцієнт рентабельності (розрахунковий або фактичний) технологічного комплексу (промислу), що створюється або реконструюється для самостійного

видобутку і використання цих запасів, має рівень недостатній для економічно ефективної виробничої діяльності гірничодобувного підприємства.

Позабалансові запаси супутнього газу (метану) вугільних родовищ, вилучення якого технологічно необхідне для забезпечення промислової і екологічної безпеки вуглевидобутку, не підраховуються як такі, що не можуть бути збережені у надрах або заскладовані.

Серед позабалансових запасів за умовами підрахування і обліку виділяються поточні позабалансові запаси і залишкові позабалансові запаси газу (метану) вугільних родовищ.

10.2.1. До запасів позабалансових поточних відносяться запаси окремих покладів газу (метану) вугільних родовищ, для яких рентабельність, визначена під час геолого-економічної оцінки виробничої діяльності технологічного комплексу (промислу), що використовується для видобутку і використання цих запасів, має рівень недостатній для економічно ефективної виробничої діяльності.

10.2.2. До запасів позабалансових залишкових відносяться запаси покладів газу (метану) вугільних родовищ, що залишаються у надрах після видобутку запасів, визначених Державною комісією по запасах корисних копалин під час геолого-економічної оцінки, як видобувні.

10.3. Ресурси і запаси з невизначеним промисловим значенням – перспективні і прогнозні ресурси газу (метану) вугільних родовищ, а також запаси, на базі яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку ефективності їхнього подальшого використання на підставі припущених технологічних та економічних вихідних даних.

11. Розподіл запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ на облікові класи

Запаси і ресурси газу (метану) вугільних родовищ, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступенями техніко-економічного та геологічного вивчення, розподіляються на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. Перша цифра у коді класу відповідає номеру групи запасів і ресурсів за промислово-економічним значенням, друга цифра – номеру групи запасів і ресурсів за ступенем техніко-економічного вивчення, третя цифра – номеру групи запасів і ресурсів за ступенем геологічного вивчення.

Для класифікації запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ виділяється 9 облікових класів відповідно до таблиці 11.1.

Таблиця 11.1. Розподіл запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ на облікові класи

Промислово-економічне значення, (Е)	Ступінь техніко-економічного вивчення, (F)	Ступінь геологічного вивчення (G)	Код класу
Балансові запаси /1../	ГЕО-1(ТЕО)/.1./ ГЕО-2(ТЕД)/.2./ ГЕО-2(ТЕД)/.2./	розвідані запаси /..1/	111
		розвідані запаси /..1/	121
		попередньо розвідані запаси /..2/	122
Позабалансові запаси /2../	ГЕО-1(ТЕО)/.1./ ГЕО-2(ТЕД)/.2./ ГЕО-2(ТЕД)/.2./	розвідані запаси /..1/	211
		розвідані запаси /..1/	221
		попередньо розвідані запаси /..2/	222
Промислове значення не визначене /3../	ГЕО-3(ТЕМ)/.3./ ГЕО-3(ТЕМ)/.3./ ГЕО-3(ТЕМ)/.3./	попередньо розвідані запаси /..2/	332
		перспективні ресурси /..3/	333
		прогнознi ресурси /..4/	334

Клас під кодом 111 включає розвідані, детально техніко-економічно оцінені запаси газу (метану) вугільних родовищ, які можна економічно ефективно видобути і використати. Такі запаси газу (метану) вугільних родовищ належать до достовірних.

Класи під кодами 121 та 122, об'єднують балансові запаси газу (метану) вугільних родовищ, що попередньо техніко-економічно оцінені і детально або попередньо розвідані.

Класи 221 і 222 об'єднують позабалансові розвідані та попередньо розвідані запаси, що попередньо оцінені економічно.

До класу 332 відносяться попередньо розвідані запаси, а до класів 333, 334 перспективні і прогнозні ресурси, що вперше економічно оцінені і промислове значення їх не визначено.

12. Вимоги до підрахунку запасів та оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ вуглегазових ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась

12.1. Загальні умови для підрахунку запасів та оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ ділянок надр, промислова розробка яких не здійснювалась, визначаються спеціальним дозволом та особливими умовами на користування надрами такої ділянки, що надаються відповідно до законодавства України про надра.

12.2. Умови підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ, що визначають об'єкти (джерела), площі, границі, а також глибини підрахування запасів і оцінки ресурсів визначаються технічним завданням користувача надр або замовника робіт з геолого-економічної оцінки газу (метану) вугільних родовищ виділеної вуглегазової ділянки надр на підставі належного обґрунтування.

12.3. Підрахунок запасів та оцінка ресурсів газу (метану) вугільних родовищ провадиться на визначену дату згідно з вимогами «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» окремо для кожного типу об'єктів (джерел) знаходження газу (метану) вугільних родовищ у надрах, що підлягають підрахунку, а також запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ, що належать до різних груп і класів за рівнем їхнього промислового значення, ступенем техніко-економічного та геологічного вивчення.

12.4. Оконтурування об'єктів підрахунку запасів та оцінки ресурсів сорбованого або розсіяного газу (метану) вугільних родовищ, що пов'язані із пластами вугілля та щільних уміщуючих порід (пісковиків, вуглистих сланців) здійснюється на підставі кондицій, якими обґрунтовуються:

- нижня межа газоносності пластів-акумуляторів газу (метану) вугільних родовищ, що включаються до підрахунку;
- мінімальна потужність (товщина) пластів-акумуляторів газу (метану) вугільних родовищ, що включаються до підрахунку;
- глибина підрахування газу (метану) вугільних родовищ;
- інші умови обмеження об'ємів підрахункових об'єктів у плані та у розрізі.

12.5. У вуглепородному масиві, не розвантаженому від гірського тиску, підраховуються загальні запаси (ресурси) газу (метану) вугільних родовищ, за їх наявністю на місці залягання.

Видобувні запаси газу (метану) вугільних родовищ підраховуються на підставі технологічних розрахунків за результатами дослідно-промислової розробки (дегазації) покладів. При цьому можуть враховуватись прогнозні контури дренального впливу видобувних (дегазаційних) шахтних або свердловинних систем, що передбачаються до застосування.

12.6. Ресурси (запаси) газу (метану) вугільних родовищ підраховуються відповідно до встановлених кондицій одночасно з підрахунком запасів вугілля на вуглегазових ділянках.

Запаси вугілля підраховуються згідно з «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля», що затверджена наказом ДКЗ України 25.10.2004 р. № 225.

12.7. Як геологічну основу для підрахування запасів та ресурсів газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах та слабопроникних вуглевміщуючих породах, належить використовувати встановлені і прогнозні характеристики розподілу газонасності у вуглепородних товщах, у тому числі: кількісні характеристики метанонасності вуглепородного масиву, їхню мінливість з глибиною залягання і по площі вуглегазових ділянок, дані з тектонічної будови, вугленосності, ступеню метаморфізму вугілля, а також його запаси і ресурси.

12.8. Як графічну основу підрахунку запасів газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах та слабопроникних вуглевміщуючих породах, слід використовувати: гіпсометричні плани підрахунку запасів вугілля по пластах, гіпсометричні плани інших пластів-акумуляторів газу (метану) вугільних родовищ, карти і розрізи прогнозу газонасності вуглепородного масиву, на які наносяться контури намічуваної дегазації, а також графіки наростання метанонасності вугілля із глибиною.

12.9. У якості вихідних даних для підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) у вугільних пластах та слабопроникних вуглевміщуючих породах належить використовувати:

- запаси (ресурси) вугілля, а також інших порід-акумуляторів газу (метану) по підрахункових блоках, ділянках і пластах, які включаються до підрахунку газу (метану) вугільних родовищ;
- показники природної метанонасності вугілля та інших слабопроникних вуглевміщуючих порід, що включаються до підрахунку газу (метану) вугільних родовищ, по підрахункових ділянках і пластах, визначені за результатами опробування, або за даними належно обґрунтованого прогнозу;
- показники метанонасності не опробуваних газонасних пластів приймаються за обґрунтованою аналогією із вивченими пластами з урахуванням ступеня метаморфізму вугілля.

12.10. Перспективи успішного розвитку дегазаційних робіт на площах, показаних для видобутку та використання газу (метану) вугільних родовищ, визначаються за досвідом роботи діючих та закритих шахт, за проектами будівництва та реконструкції шахт, за ТЕО постійних кондицій для підрахунку запасів вугілля шахтних полів та ділянок, на основі дослідження та аналізу:

- кількісних характеристик газонасності вугільних пластів, їхньої мінливості за площею та на глибину;
- ступеню метаморфізму вугілля, що обумовлює особливості газонасності, її граничні значення, спрямованість та інтенсивність мінливості за площею та на глибину;
- структурних особливостей вуглегазових ділянок і площ, що зумовлюють межі розвитку гірничих робіт та зростання газонасності.

12.11. Під час оцінки економічної ефективності використання газу (метану) вугільних родовищ, що попутно видобувається під час дегазації вуглепородного масиву з метою забезпечення вуглевидобутку, слід враховувати тільки ті витрати, що безпосередньо пов'язані з будівництвом та експлуатацією об'єктів, пов'язаних з використанням газу. Витрати на здійснення видобутку під час завчасної, попередньої або випереджуючої дегазації слід відносити на вартість видобутку вугілля. Пільги, передбачені міжнародними угодами за скорочення надходження метану в атмосферне повітря, як одного з парникових газів, слід враховувати за погодженням із замовником.

12.12. Під час оцінки економічної ефективності використання газу (метану) вугільних родовищ, що видобувається самостійно, слід враховувати всі витрати, пов'язані із видобутком газу (метану) вугільних родовищ, а також будівництвом та експлуатацією об'єктів, пов'язаних з його використанням.

12.13. Вимоги до підрахунку запасів та оцінки ресурсів вільного газу (метану) вугільних родовищ, що залягає в колекторах традиційних типів, визначаються: «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геолого-економічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу», що затверджена наказом ДКЗ від 10.07.1998 № 46, а також «Інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого-економічної оцінки родовищ нафти і газу», що затверджена наказом ДКЗ від 18.10.1999 № 120.

12.14. Виділення колекторів, визначення ефективних товщин слід здійснювати шляхом комплексного аналізу геофізичних методів дослідження свердловин: БКЗ, БК, ІК, АК, ПС, РК, МБК, МК, кавернометрії та результатів лабораторного вивчення кернавого матеріалу з урахуванням результатів випробування свердловин.

Виділення ефективних товщин слід здійснювати з використанням прямих якісних ознак колекторів у комплексі з кількісними критеріями колекторів, встановленими кондиціями.

12.15. Оконтурування об'єктів підрахунку запасів та оцінки ресурсів вільного газу (метану) вугільних родовищ, які залягають у колекторах традиційних типів, здійснюється на підставі кондицій, якими обґрунтовуються:

- мінімальна відкрита пористість колектора;
- мінімальна проникність колектора;
- мінімальна газонасиченість;
- інші умови, що обмежують об'єми підрахункових об'єктів у плані та у розрізі.

13. Методика визначення кількості ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ на ділянках вуглегазоносних надр, промислова розробка яких не здійснювалася.

13.1. Оцінка загальної кількості пластового газу (метану) вугільних родовищ на місці залягання в межах ділянок вуглегазоносних надр, промислова розробка вугілля яких не здійснювалась, проводиться незалежно від їх подальшого використання.

У плані межі ділянок вуглегазоносних надр, що піддаються оцінці, визначаються контурами ділянок надр, що надані або надаються у користування з метою геологічного вивчення та видобування газу (метану) вугільних родовищ, а також площами розповсюдження та глибинами залягання вугленосних формацій.

Підрахунок запасів і оцінка ресурсів у розрізі здійснюється на товщину (потужність) газоперспективного вуглепородного масиву в межах стратиграфічного інтервалу, визначеного відповідно до умов залягання газонасних вугільних пластів та вміщуючих порід.

Коефіцієнти вилучення газу (метану) вугільних родовищ із надр визначаються на підставі техніко-економічного обґрунтування, або технічного завдання користувача надр, де обумовлюються способи та методи майбутнього видобутку газу (метану) вугільних родовищ (свердловинний, шахтний, комбінований), а також напрями та умови використання. Видобувні запаси газу (метану) вугільних родовищ, визначаються відповідно до технологічних та економічних розрахунків, що виконуються на підставі результатів дослідно-промислової розробки покладів вугілля або скупчень (покладів) вільного метану.

13.2. Літологічні різновиди порід та тектонічні структури, що вміщують газ (метан) вугільних родовищ, і є потенційними джерелами його видобутку та об'єктами підрахунку, визначаються технічним завданням користувача надр або замовником геологорозвідувальних робіт на підставі належних обґрунтувань.

З урахуванням специфіки вугленосних відкладів, виділяються такі джерела знаходження газу (метану) вугільних родовищ у надрах:

- вугільні пласти кондиційної потужності;
- пласти-супутники та вугленосні породи покрівлі та підшви кондиційних пластів;
- пласти пісковиків у вугленосних відкладах;
- скупчення вільного газу (метану) в тріщинних та гранулярних колекторах структурних пасток у вуглевміщуючих породах.

Гази, розчинені в пластових водах, не включаються до об'єктів оцінки із-за обмеженості їхньої кількості та відсутності ефективних технологій вилучення на сучасних і перспективних глибинах вуглевидобутку.

13.3. У вуглепородному масиві підраховуються загальні ресурси (запаси) газу (метану) за їх наявністю на місці залягання.

13.4. Кількості газу (метану) вугільних родовищ у не порушеному вуглепородному масиві ділянки надр являють собою обсяги газу (метану) визначеного стратиграфічного інтервалу, який включає вугільні пласти кондиційної та некондиційної потужності, малопотужні пласти-супутники та вуглевміщуючі породи, що вміщують газ (метан) вугільних родовищ. Підрахунок загальних ресурсів (запасів) газу (метану) вуглепородного масиву у визначеному стратиграфічному інтервалі проводиться за формулою:

$$Q_r = Q_v + Q_{сп} + Q_{п},$$

де:

Q_r – загальні кількості газу (метану) на оцінювальній площі, млн. м³;

Q_v – кількості газу (метану) у вугільних пластах, млн. м³;

$Q_{сп}$ – кількості газу (метану) в пластах-супутниках, млн. м³;

$Q_{п}$ – кількості газу (метану) в породах, що вміщують вугільні пласти, млн. м³.

13.5. Балансові (видобувні) запаси газу (метану) вугільних родовищ (Q) в не розвантаженому від гірського тиску масиві визначаються за формулою:

$$Q = Q_r * \eta_r,$$

де:

Q_r – загальні ресурси (запаси) газу (метану), млн. м³;

η_r – коефіцієнт вилучення газу, який визначається за результатами проведеної дослідно-промислової розробки (дегазації) покладів (скупчень) газу за визначеною технологією, або приймається по аналогії.

13.6. Методику підрахунку загальних ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ у кондиційних (балансових і позабалансових) вугільних пластах слід визначати відповідно до умов залягання газоносного вуглепородного масиву, кількісних характеристик газоносності вугільних пластів, градієнтів мінливості газоносності по падінню та простягання вугільних пластів.

13.6.1. Для підрахунку запасів (ресурсів) газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах слід користуватись такими вихідними даними: площа розповсюдження і потужність вугільних пластів; запаси (ресурси) вугілля по

підрахункових блоках, пластах чи по ділянках; дані технічного аналізу вугілля; показники природної метаносності ($\text{м}^3/\text{т}$) вугільних пластів, а також відомості про газосність уміщуючих вугілля порід ($\text{м}^3/\text{т}$ або $\text{м}^3/\text{м}^3$), визначені за даними опробування та комплексу досліджень.

Для оцінки ресурсів газу (метану) вугільних родовищ допускається використання газосності вугільних пластів, визначеної на підставі залежності її від ступеня метаморфізму вугілля, яка установлена для району вугільного басейну, або для вугільного родовища.

13.6.2. Графічною основою підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах мають бути: гіпсометричні плани підрахунку запасів (ресурсів) вугілля по пластах; узагальнені літолого-стратиграфічні колонки, типові для оцінюваних ділянок; геологічні розрізи з даними прогнозу газосності вугільних пластів та уміщуючих порід; графіки зростання метаносності і метаноємності з глибиною, та її залежності від ступеня метаморфізму вугілля.

Наведені переліки геологічних матеріалів не є вичерпними і можуть розширюватись у разі необхідності.

13.6.3. Мінімальні потужності кондиційних вугільних пластів, що залучаються до розрахунків кількості газу (метану) вугільних родовищ, приймаються відповідно до кондицій для підрахування запасів вугілля.

13.6.4. Ресурси (запаси) газу (метану) вугільних родовищ у вугільних пластах кондиційної потужності розраховуються, виходячи з газосності вугілля і кількості запасів вугілля у пласті, що оцінюється в умовах, приведених до стандартних (тиск – 0,1 МПа, температура $+20^\circ\text{C}$) на підставі даних технічного аналізу вугілля, за формулою:

$$Q_v = X * P_v * \frac{100 - (A^d + W^a)}{100},$$

де:

Q_v – ресурси (запаси) газу у кондиційних пластах, млн. м^3 ;

X – середнє значення газосності вугілля, $\text{м}^3/\text{т}$;

P_v – запаси (ресурси) вугілля, тис. т;

A^d – середньопластова зольність вугілля, %;

W^a – аналітична вологість вугілля, %.

Газосність у підрахункових блоках визначається, як середньоарифметичне між значеннями газосності, визначеними по перетинах опробованих свердловин (і побудованих по цих значеннях прогнозних лініях рівної газосності- ізогазах), або шляхом накладання карт газосності на гіпсоплани підрахунку запасів вугілля по пластах або блоках, що оцінюються.

13.6.5. Оцінка ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ за середньою величиною газонасності в цілому по пласту, чи тектонічній структурі, допускається за умови відносно витриманої газонасності вугілля у пласті (мінливість з глибиною і по простяганню не перевищує $5 \text{ м}^3/\text{т}$) та витриманого моноклінального залягання пласта.

В умовах значної мінливості зольності вугілля чи газонасності (більш $5 \text{ м}^3/\text{т}$), оцінка ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ має здійснюватись по групах суміжних підрахункових блоків вугілля, що мають різницю у газонасності не більшу від $5 \text{ м}^3/\text{т}$, або по окремих вугільних блоках, мінливість газонасності в межах яких не перевищує $5 \text{ м}^3/\text{т}$.

У разі неможливості виділення вугільних підрахункових блоків, допускається оцінку кількості газу (метану) вугільних родовищ проводити на всю площу пласта чи структури в межах ділянки, що оцінюється, з використанням розрахованої середньої газонасності вугілля.

Ресурси (запаси) газу (метану) вугільних родовищ у кондиційних (балансових і позабалансових) вугільних пластах визначаються шляхом множення кількості запасів або ресурсів вугілля на їхню середню газонасність. Загальні ресурси (запаси) газу (метану) вугільних родовищ на ділянці, що оцінюється, розраховуються, як сума їхніх кількостей по всіх блоках та пластах у її межах.

13.7. Підрахунок кількості газу в пластах вугілля некондиційної потужності та в пластах-супутниках здійснюється на підставі визначених за даними опробування, вихідних підрахункових параметрів, або прийнятих за аналогією до найближчого опробованого кондиційного вугільного пласта, чи за прогнозними даними для кондиційних пластів.

13.7.1. Мінімальна потужність вугільних прошарків і пластів-супутників, що залучаються до розрахунків кількості газу (метану) вугільних родовищ у надрах, приймається на рівні розділювальної здатності каротажних методів – 0,1 м. Для умов майбутнього видобутку газу (метану) вугільних родовищ через свердловини, пробурені з денної поверхні, мінімальна потужність вугільних прошарків і пластів-супутників може бути збільшена до 0,3 м згідно із світовим досвідом видобутку газу (метану).

13.7.2. Запаси вугілля в пластах-супутниках визначаються об'ємним методом, тобто – множенням середньої потужності пласта-супутника ($m_{\text{сп}}$) на площу його поширення (S) і на середню уявну густину вугілля (γ) за формулою:

$$P = S * m_{\text{сп}} * \gamma$$

Розрахунок кількості газу (метану) вугільних родовищ у пластах-супутниках здійснюється шляхом множення запасів (ресурсів) вугілля в них на усереднену газонасність.

13.7.3. Допускається визначення кількості газу (метану) вугільних родовищ у пластах-супутниках ($Q_{\text{сп}}$) через співвідношення сумарної потужності всіх пластів-супутників ($m_{\text{сп}}$) до сумарної потужності кондиційних пластів (m_p). Це співвідношення, за умови рівних площ, уявної густини та газонасності, може прийматись, як наближено рівне співвідношенню ресурсів газу у пластах-супутниках до запасів газу у кондиційних пластах (Q_p).

$$m_{\text{сп}} / m_p = Q_{\text{сп}} / Q_p \quad \text{звідки:} \quad Q_{\text{сп}} = (m_{\text{сп}} / m_p) * Q_p$$

У разі різних вихідних параметрів кондиційних пластів та пластів-супутників ($m_{\text{сп}}$) застосовуються відповідні коригуючі коефіцієнти.

13.8. Об'єкти оцінки ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ у вуглевміщуючих породах вуглепородного масиву визначаються технічним завданням користувача надр або замовника геологорозвідувальних робіт з геолого-економічної оцінки ділянки надр.

13.8.1. Ресурси (запаси) газу підраховуються об'ємним методом за формулою:

$$Q_{\text{п}} = S * m_{\text{п}} * \gamma_{\text{п}} * X_{\text{п}},$$

де:

$Q_{\text{п}}$ – ресурси (запаси) газу у породах, млн. м^3 ;

S – площа ділянки, м^2 ;

$m_{\text{п}}$ – потужність уміщуючої товщі з урахуванням зон дегазації по покрівлі верхнього та нижнього пластів, м;

$\gamma_{\text{п}}$ – густина порід $\text{т}/\text{м}^3$;

$X_{\text{п}}$ – газонасність порід, $\text{м}^3/\text{т}$.

13.9. Поклади вільного газу (метану) вугільних родовищ у вугленосних товщах відповідно до розмірів пасток, що їх уміщують, мають обсяги газу від декількох сотень до десятків мільйонів кубометрів.

13.9.1. Граничні параметри покладів вільного газу (метану) вугільних родовищ, що підлягають вивченню для подальшого використання визначаються на підставі техніко-економічних обґрунтувань.

13.9.2. Оцінка ресурсів (запасів) покладів газу (метану) вугільних родовищ проводиться об'ємним методом за формулою:

$$Q_{\text{вс}} = S * h * m * K_{\text{г}} * f * (P_{\text{п}} * \alpha - P_{\text{к}} * \alpha_{\text{к}}) * 9,8692 * \eta_{\text{г}},$$

де:

$Q_{\text{вс}}$ – ресурси (запаси) газу (метану), млн. м³;

S – площа газового покладу в межах продуктивного контуру газонасності, м²;

h – товщина пористої (продуктивної) частини газонасного пласта, м;

m – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці;

$K_{\text{г}}$ – коефіцієнт газонасності за даними геофізичних досліджень, частка одиниці;

f – поправка на температуру;

$P_{\text{п}}$ – середнє значення початкового пластового тиску у покладі газу, МПа;

$P_{\text{к}}$ – кінцевий пластовий тиск, приймається на рівні 0,1 МПа;

$\alpha, \alpha_{\text{к}}$ – стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта;

$\eta_{\text{г}}$ – коефіцієнт вилучення газу (метану) із покладу.

Залишкову водонасненість – $K_{\text{в}}$ визначають лабораторним шляхом чи за даними електрокаротажу.

За відсутності конкретних даних, ряд параметрів для оцінки запасів приймається умовно: середній пластовий тиск газу береться рівним гідростатичному, коефіцієнт газонасності ($K_{\text{г}}$) – 0,5.

Враховуючи, що при підрахунку ресурси (запаси) газу (метану) необхідно приводити до стандартних умов (фізичної атмосфери), використовується коефіцієнт переводу з МПа у фізичні атмосфери, множенням на 9,8692 (1 атм=0,101325 МПа або 1 МПа=9,8692 атм (0,1 МПа=0,98692 атм).

13.9.3. При оцінці запасів (ресурсів) вільного газу (метану) вугільних родовищ в традиційних пастках необхідні відомості про конкретну форму і границі покладу. В нетрадиційних пастках для орієнтовного визначення площі обмежуються площею розвитку газопроявів на пласті, що оцінюється матеріалами про притоки флюїдів при відкачках, а також відомостями про зміну колекторських властивостей пласта. Площа газового покладу визначається шляхом знаходження лінії перетину структурної поверхні з поверхнею газоводяного контакту (ГВК). Положення ГВК, в свою чергу, визначається за

параметрами свердловин, одна з яких розкрила газ, а друга – воду, за формулою В.П. Савченка:

$$h_{\Gamma} = h_{\Gamma B} * \gamma_B - 100(P_B - P_{\Gamma})/(\gamma_B - \gamma_R),$$

де:

h_{Γ} – перевищення відмітки точки заміру пластового тиску в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м;

γ_B – густина води в пластових умовах, г/см³;

γ_R – густина газу в пластових умовах, г/см³;

$h_{\Gamma B}$ – різниця висотного положення точок заміру пластового тиску газу, м;

P_B – пластовий тиск води, МПа;

P_{Γ} – пластовий тиск газу, МПа.

Місцезнаходження ГВК визначається також за геофізичними даними.

13.9.4. Ефективна газонасичена товщина пласта визначається на конкретній площі і дорівнює ефективній товщині колектора, за винятком глинистих прошарків порід. За підрахунковий параметр береться середня для скупчення, що оцінюється, ефективна товщина.

13.9.5. Дані про відкриту пористість колекторів отримують за даними геофізичних досліджень вуглерозвідувальних свердловин, що пробурені на площі, що оцінюється. За підрахункове значення береться середнє значення відкритої пористості в межах газонасиченої товщини пласта-колектора.

13.9.6. У вугільних пластах з низькою водонасиченістю коефіцієнт газонасиченості визначається відношенням фактичної газоносності (X) до максимальної газоємності (W) вугілля:

$$K = X/W$$

Максимальна газоємність W вугілля визначається таким чином: пікнометричним методом розраховується відкрита пористість $\mu_{\text{відкр}}$. Потім визначається закрыта пористість. Для цього в сорбційну ампулу засипається 350 г вугілля, висушеного та подрібненого до розмірів зерна 0,2 мм; насичується метаном під тиском 60-70 атм; залежно від марки вугілля і характеру пористості, процес насичення триває від 4 до 14 діб. Дегазація, висушування та насичення вугілля метаном контролюється методом ядерного магнітного резонансу. Закрита пористість розраховується за формулою:

$$\mu = V (P_o - P) / P m,$$

де:

V – об’єм вільного простору у сорбційній ампулі;

P_0 – початковий тиск газу в ампулі;

P – тиск газу після стабілізації (якщо протягом 3-х діб тиск не знижується);

m – маса вугілля, що міститься в ампулі.

Метаноємність вугілля у відкритих порах: $W_{\text{вп}} = \mu_{\text{вп}} K_{\text{вп}}$

Метаноємність вугілля у закритих порах: $W_3 = \mu_3 K_3$, де $K_{\text{вп}}$, K_3 – емпіричні коефіцієнти метаноємності відповідно для відкритої та закритої пористості ($\mu_{\text{від}} = 250$; $\mu_3 = 60$).

Загальна метаноємність: $W = W_{\text{вп}} + W_3$.

13.9.7. Крім об’ємного методу, при підрахунку ресурсів (запасів) газу широко застосовується метод падіння пластового тиску. Він може бути застосований для пластів, в яких початковий об’єм пор, що зайняті газом, не змінюється за величиною в процесі експлуатації газового покладу. Формула підрахунку ресурсів (запасів) вільного газу за падінням тиску базується на припущенні про постійну кількість газу, що вилучається при зниженні тиску на 0,1 МПа у всі періоди розробки газового покладу. Таким чином, якщо на фіксовану дату (з початку розробки) з газового покладу було видобуто Q_1 об’ємів газу і тиск в покладі складав P_r^1 , а на другу дату (з початку розробки) було видобуто Q_2 об’ємів газу і тиск у покладі дорівнював P_r^2 , то за період розробки від першої до другої дати на 0,1 МПа пониження тиску видобуток Q складав:

$$Q = (Q_2 - Q_1) / (P_r^2 - P_r^1)$$

Залишкові ресурси (запаси) газу, що вилучаються на другу дату за методом падіння тиску, з врахуванням поправок на відхилення від законів стану ідеальних газів α_1 і α_2 (відповідно для тисків P^1 і P^2), визначається з наступних співвідношень:

$$Q = (Q_2 - Q_1) \cdot P^2 \alpha_2 / (P^1 \alpha_1 - P^2 \alpha_2),$$

де:

Q_1 , Q_2 – середньодобовий видобуток газу (при вільному витоку) на ті самі дати. Зазначений метод придатний для одного покладу, який не поділяється на окремі самостійні ділянки.

13.9.8. Оцінка скупчень вільних газів у породах, що вміщують вугільні пласти, проводиться об’ємним методом, або за методом падіння тиску за

наведеними вище формулами на будь-якій стадії підготовки покладу до розробки. Вихідними розрахунковими параметрами при цьому є такі: площа покладу, ефективна потужність колектора, відомості про зміни колекторських властивостей пласта, величина пластового тиску, коефіцієнти газонасиченості і газовіддачі. У всіх випадках підраховані запаси газу приводяться до загальноприйнятих стандартних умов ($P=0,1$ МПа, $t=20^{\circ}\text{C}$).

14. Підготовленість ділянок вуглегазоносних надр, промислова розробка яких не здійснювалась, до промислової розробки

14.1. За ступенем підготовленості до промислового освоєння виявлені родовища (поклади) газу (метану) вугільних родовищ поділяються на:

- підготовлені до проведення розвідувальних робіт, включаючи дослідно-промислову розробку (дегазацію) з метою отримання вихідних даних для детальної геолого-економічної оцінки запасів газу (метану) вугільних родовищ;
- підготовлені до промислового освоєння з метою видобування газу (метану) вугільних родовищ.

14.2. Родовища газу (метану) вугільних родовищ вважаються підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступінь їх геологічного і техніко-економічного вивчення забезпечує можливість кількісного визначення корисних компонентів, очікуваних розмірів покладів та гірничо-геологічних умов залягання, гірничо-технічних, екологічних та інших умов видобутку та використання з детальністю, достатньою для визначення оцінки їх промислового значення.

14.3. Розвідані родовища (поклади, ділянки, блоки) газу (метану) вважаються підготовленими для промислового освоєння, якщо:

14.3.1. Балансові розвідані та попередньо розвідані запаси газу та супутніх корисних компонентів, що мають промислове значення, затверджено ДКЗ України.

14.3.2. Встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів газу (метану) вугільних родовищ у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їхнього геологічного вивчення.

14.3.3. Визначено можливість розробки покладів газу (метану) без шкоди для інших покладів корисних копалин, які залишаються у надрах.

14.3.4. Визначено і оцінено небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки, розробки та первісної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблено раціональний

комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля.

14.3.5. Одержано попереднє погодження на спеціальне користування земельними ділянками з метою видобутку газу (метану) згідно з чинним законодавством.

14.3.6. Обґрунтовано техніко-економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності газовидобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з користувачем надр ефективність капіталовкладень у розробку родовища (покладу, ділянки).

14.3.7. Враховуючи найбільш перспективними для видобування газу (метану) вуглеазові родовища третьої та четвертої груп складності геологічної будови, для проектування підприємств з видобутку вуглеводнів використовуються затверджені ДКЗ України балансові запаси як детально оцінені, так і попередньо оцінені (вірогідні). При цьому кількість достовірних запасів повинна забезпечити рентабельну діяльність видобувного підприємства (промислу, дільниці) відповідної потужності на період повернення капітальних вкладень у промислове освоєння.

14.3.8. За згодою зацікавлених користувачів надр на умовах економічного ризику може бути здійснена передача для промислового освоєння родовища, запаси газу (метану) якого не повністю підготовлені до розробки. У таких випадках:

- слід виявити та оцінити небезпечні екологічні фактори, пов'язані з розробкою(дегазацією) родовища, а також забезпеченість умови для подальшої розробки без шкоди для покладів вугілля та інших копалин, які залишаються в надрах;

- строк подання матеріалів з підрахунку запасів та їх геолого-економічної оцінки на експертизу ДКЗ України не повинен перевищувати одного року після початку промислового видобутку метану.

На введених у розробку родовищах (покладах) газу (метану) вугільних родовищ провадиться довивчення газоносності і експлуатаційна розвідка:

- довивчення газоносності розроблюваних родовищ проводиться для підготовки до експлуатації недостатньо вивчених окремих блоків ділянок і здійснюється відповідно до планів видобувних робіт;

- експлуатаційна розвідка уточнює геологічну будову, умови та закономірності залягання покладів газу (метану) вугільних родовищ по площі, його властивості, кількісні характеристики покладів газу (метану), фільтраційні параметри, можливості застосування більш ефективної технології видобутку газу (метану) вугільних родовищ.

14.3.9. За результатами дослідно-промислової розробки (дегазації), дорозвідки або експлуатаційної розвідки вуглегазових родовищ (покладів) здійснюється переведення попередньо розвіданих запасів у розвідані, проводиться підрахунок і облік виявлених запасів газу (метану) вугільних родовищ.