

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



## ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

*КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ*  
частина 1

для студентів  
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2024

Коровяка Є.А. Оцінка газонасності метановугільних родовищ. Конспект лекцій для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Д.: НТУ «ДП», 2024. – 52 с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доцент

Затверджено методичною комісією зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 8 від 09.07.2024р.) за поданням кафедри нафтогазової інженерії та буріння (протокол № 19 від 09.07.2024 р.).

Конспект лекцій призначений для вивчення дисципліни «Оцінка газонасності метановугільних родовищ», а саме формування компетентностей щодо основних етапів і методів оцінювання газонасності вугільних родовищ, підготовки студентів до контрольних заходів. Викладено матеріал, який допоможе активізувати виконавчий етап пізнавальної діяльності студентів під час виконання практичних робіт та самостійного вивчення дисципліни.

Призначено для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології.

Є.А.Коровяка, 2024  
©НТУ «ДП», 2024

## ЗМІСТ

|   |                                                                                                                    |    |
|---|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
|   | Передмова.....                                                                                                     | 4  |
| 1 | Терміни та визначення понять.....                                                                                  | 4  |
| 2 | Геологія газів вугільних родовищ.....                                                                              | 8  |
| 3 | Вимоги до вивчення та оцінки газонасності вугільних родовищ на різних стадіях геологорозвідувальних робіт.....     | 17 |
| 4 | Розподіл вуглегазових родовищ за величиною запасів метану та складністю геологічної будови.....                    | 21 |
| 5 | Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) за ступенем геологічного вивчення та геолого-промисловим значенням..... | 24 |
| 6 | Вимоги до підрахунку запасів та оцінки перспективних ресурсів метану вугільних родовищ.....                        | 28 |
| 7 | Методики підрахунку ресурсів (запасів) метану вугільних родовищ.....                                               | 34 |
| 8 | Підготовленість родовищ (покладів) метану до промислового освоєння.....                                            | 45 |
| 9 | Облік та списання запасів газів вугільних родовищ.....                                                             | 47 |
|   | Контрольні питання.....                                                                                            | 51 |
|   | Бібліографічний список.....                                                                                        | 51 |

## ПЕРЕДМОВА

Навчальна мета: на основі матеріалу курсу здобувач вищої освіти повинен одержати уявлення про методи оцінки газоносності вугільних родовищ.

У конспекті висвітленні матеріали основних етапів та методів оцінювання газоносності вугільних родовищ.

У зв'язку з дефіцитом енергоносіїв в Україні однією з найактуальніших проблем є використання нетрадиційних видів вуглеводневої сировини, таких як газу (метану) вугільних родовищ. Загальні ресурси метану в основному вуглегазовому басейні – Донбасі складають 22–25 трлн. м<sup>3</sup>, а придатні до вилучення – 3,0–3,7 трлн. м<sup>3</sup>. Вони значно більші, ніж запаси природного газу власне газових родовищ України. Тому розробку вугільних родовищ слід здійснювати комплексно з окремим видобутком вугілля і метану.

Отже оцінка загальної кількості метану в межах всього комплексу вугленосних відкладів на площу їх поширення та глибину залягання має не лише теоретичне значення, але й практичне, пов'язане з його промисловим видобутком та використанням.

**Запаси метану** – кількість метану конкретного родовища, розрахована загальновідомими методами за геологорозвідувальними даними.

**Ресурси метану** – кількість метану окремої площі, та окремого стратиграфічного інтервалу, який за попередніми даними можна вилучити.

Оцінка запасів (ресурсів) метану, який знаходиться у вугільних пластах та вміщуючих їх породах, проводиться з метою встановлення перспектив комплексного освоєння вугільних родовищ та відповідного планування і проведення геологорозвідувальних робіт на вугілля і метан. Тому основними об'єктами для оцінки та підрахунку запасів (ресурсів) метану є родовища (поклади, скупчення) метану, що залягають у вугільно–породному масиві, не розвантаженому від гірського тиску в межах окремих розвідувальних ділянок, шахтних полів або їх частини.

### 1. Терміни та визначення понять

**Абсолютна газовість** – обсяг газу, який виділився у гірничі виробки за одиницю часу (в м<sup>3</sup>/хв. або в м<sup>3</sup>/добу).

**Абсорбція** – здатність твердого тіла рівномірно поглинати газ усім об'ємом тіла (абсорбентом).

**Адсорбція** – поглинання газоподібних речовин поверхневим шаром твердого тіла (згущення газу на поверхні адсорбенту).

**Відносна газовість** – обсяг газу, який виділився у гірничі виробки, віднесений до 1 т видобутого вугілля, (м<sup>3</sup>/т вугілля).

**Відкрита пористість** – доля з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн), по яких відбувається рух флюїдів в загальному об'ємі вугілля і породи (об'ємна доля в %).

**Вуглегазове родовище** – вугільне родовище з вмістом метану  $> 1 \text{ м}^3$  у породі та  $> 5 \text{ м}^3$  у вугіллі, видобуток якого є доцільним і економічно вигідним або технологічно необхідним.

**Вугленосні відклади** – це осадові породи що мають в своєму складі органічну (вуглисту) речовину в розсіяному чи концентрованому (вугільні пласти) виді, яка служить одночасно як генератор (джерело) вуглеводневих газів, і як їх колектор з високими сорбційними властивостями.

**Вугільний пласт** – поклад осадової органічної речовини обмежений породами покрівлі і підшви. Може складатись з одного або декількох пов'язаних між собою пропластків.

**Вуглефікація** – процес перетворення органічної речовини від торфу до антрацитів в процесах діагенезу та катагенезу під дією температури, тиску та комплексу інших фізико-хімічних умов. Кінцева стадія вуглефікації – це метаморфізм та перехід вугілля в графіт.

**Газова зональність** – розподіл газів у вугленосній товщі, який проявляється у вигляді закономірного чергування в просторі зон із різним природним співвідношенням газових компонентів.

**Газова пастка** – об'єм гірського масиву з високою пористістю та покришкою, що може містити, акумулювати і консервувати газ, незалежно від умов її походження.

**Газова підземна зйомка** – метод визначення газонасності у гірничих виробках, оснований на вимірюванні кількості газу, що виділився з відбитої породи чи вугілля з урахуванням залишкової газонасності.

**Газовий каротаж** – геофізичний метод виявлення газомістких горизонтів у розрізі вугленосних товщ, оцінки газонасності вугілля та вуглевмісних порід, оснований на безперервному вимірюванні вмісту газу у промивальній рідині разом із вивченням вмісту газу по пробах керну та промивальної рідини.

**Газовий тиск** – тиск газу, що знаходиться в породному масиві у вільній фазі, вимірюється у МПа.

**Газовий фактор** – відношення повного об'єму розчиненого газу, приведенного до нормальних умов, до об'єму води,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

**Газовугільний блок** – площа газовугільного горизонту, обмежена по простяганню порушеннями (диз'юнктивними, плікативними), межами марочного складу, фаціальним заміщенням, межами шахтного поля чи іншими природними або техногенними факторами.

**Газопроникність** – властивість гірських порід і вугілля пропускати газ завдяки наявності в них сполучених пор та тріщин.

**Газоємність** – максимальний вміст газу чи газових сумішей, який може втримувати проба при різних пластових тисках, температурі колектора та питомому вологовмісту.

**Гідророзрив вугільних пластів** – один з основних методів інтенсифікації метановиділення в дегазаційні свердловини з вугільних пластів шляхом накачування флюїду під надлишковим тиском для розширення існуючих і створення нових тріщин і їх закріплення в біляскважинній зоні з метою наступного вилучення метану.

**Завчасний (випереджаючий) видобуток метану** – вилучення метану з метою зниження газовості очисних гірничих робіт на діючих чи запроектованих гірничих підприємствах.

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

**Відкрита пористість** – доля пор які сполучуються між собою.

**Закрита пористість** – доля пор, які не мають між собою сполучення.

**Ефективна пористість** – доля з'єднаних між собою порожнин (пор, тріщин, каверн) в об'ємі вугілля і породи яку може займати газ за вилученням простору, зайнятого залишковою водою.

**Залишкова газонасність** (метанонасність) – 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, приведеної до нормальних умов ( $\text{м}^3/\text{т}$  або  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

**Запаси газу в колекторі** – кількість газу, що міститься в пласті або ж у декількох пластах чи стратиграфічних інтервалах, яка визначається на основі газонасиченості, об'ємної щільності, потужності колектора та його площі залягання.

**Зближений пласт або пропласток вугілля** (супутник) – пласт або пропласток вугілля, з якого у гірничі виробки основного пласта що відпрацьовується, може надходити газ при його підробці чи надробці.

**Зона газового вивітрювання** – приповерхнева частина вугленосної товщі, в межах якої вміст метану та його гомологів в складі природних газів вугільних пластів складає від 20–50 до 60–80 % (бо частина метану здренувала в атмосферу).

**Дифузія** – процес, при якому частина рідини чи газу переміщується із області високої концентрації в область низької, незалежно від градієнту тиску.

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

**Колектори вільного газу** – пористі, кавернозні, тріщинуваті породи чи вугілля, здатні акумулювати вільний газ і віддавати його при розкритті свердловинами або гірничими виробками.

**Компонентний склад газу** – вміст метану, його гомологів та інших компонентів природної газової суміші, виражений в об'ємних долях процента.

**Надблокова (надроблена) зона** – вугленосна товща порід над вугільним пластом що розробляється, у якому в наслідок зменшення гірського тиску та виникнення техногенної тріщинуватості відбувається виділення метану з вугілля і його міграція у бік виробленого простору та поверхні.

**Метанова зона** – область поширення природних газів вугільного походження з перевагою метану та його гомологів (понад 80 %).

**Метаноносність** – об'єм газів метанового ряду в одиниці об'єму або маси вугілля чи породи в умовах природного залягання, приведений до нормальних умов ( $\text{м}^3/\text{т}$  с.б.м. (сухої беззольної маси) або  $\text{м}^3/\text{м}^3$  породи).

**Об'ємна щільність** – щільність породи, яка включає об'єм твердих речовин, пор, тріщин, каверн, а також будь-яку рідину чи газоподібні речовини.

**Пластовий тиск** – тиск, під яким флюїд знаходиться в досліджуваному пласті, МПа.

**Пластодосліджувач** – комплект приладів та пристосувань для визначення пластового тиску, температури відбору проб флюїду з попередньо ізольованих інтервалів свердловин з метою оцінки газоносності і газопроникності вугілля та порід.

**Підблокова (підроблена) зона** – вугленосна товща порід під розроблюваним пластом у якій у наслідок зменшення гірського тиску відбувається виділення метану з вугілля і його міграція у бік виробленого простору.

**Породи-газоупори (флюїдоупори, покришки)** – слабо проникні, непорушені (переважно аргілітові) породи, що перешкоджають міграції газів та рідини (флюїдів).

**Природна газоносність** – загальний об'єм газу, який знаходиться в одиниці об'єму або маси вугілля чи породи в природних умовах, приведених до нормальних умов ( $20^\circ\text{C}$ , 0,1 МПа), (в  $\text{м}^3/\text{т}$  вугілля або  $\text{м}^3/\text{м}^3$  породи).

**Природна газонасиченість вод** – об'єм газу, який міститься в одиниці об'єму води в природних умовах (в  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

**Самостійний видобуток метану** – вилучення метану з непорушеного, цілісного, непідробленого масиву гірських порід з метою утилізації метану без проведення робіт з видобутку вугілля: надалі видобуток дегазованого вугілля.

**Сорбований газ** – газ вугільних пластів, або розсіяної органіки в породах, що утримується в них під дією адсорбції чи абсорбції.

**Сорбційна газоємність** – кількість газу, яку здатна поглинути порода чи вугілля за визначених термодинамічних умов.

**Супутній видобуток метану** – примусове вилучення метану з вугільних пластів і порід у процесі розробки вугільного родовища.

**Суфляр** – виділення газу у гірничі виробки із тріщин або шпурів з дебітом понад 1 м<sup>3</sup>/хв. на ділянці гірничої виробки довжиною менше 20 м. Розрізняють суфляри, що приурочені до природних та техногенних тріщин.

**Тріщинна пустотність** – відношення вільного простору в гірничому масиві, зумовленого розкриттям тріщин, до загального об'єму масиву (об'ємна доля в %).

**Хемосорбція** – здатність мінералів та порід вступати з газом у хімічний зв'язок.

**Швидкість десорбції** – об'ємна швидкість виділення газу із проби.

## 2. Геологія газів вугільних родовищ

Основним джерелом вуглеводневих газів у вугленосних відкладах є рослинна органічна речовина, що зустрічається як в концентрованій формі (вугільні пласти і пропластки), так і в розсіяному стані у породах. В складі газів вугленосних відкладів встановлені метан, важкі вуглеводні, водень, вуглекислий газ, азот, сірководень, рідкі, радіоактивні та інертні гази – аргон, гелій, криптон, ксенон, радон.

Найпоширенішими компонентами вугільних газів вугленосних відкладів є метан, азот і вуглекислий газ. Решта газів зустрічається лише у вигляді домішок. Метан і його гомологи утворилися в процесі вуглефікації – діагенезу та подальшого катагенезу рослинної органічної речовини.

Гази вуглефікації – газоподібні продукти, що виділяються в процесі вуглефікаційного перетворення органічної речовини (вугілля, біолітів, розсіяної органічної речовини). Основний склад газів вуглефікації: CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub> і вуглеводні (метан, а також його гомологи). На ранніх стадіях переважає CO<sub>2</sub>, на пізніх – вуглеводні. Склад вуглеводневої частини залежить від генетичного типу органічної речовини. У разі переважання в ній гумусових різновидів, там різко переважає метан, іноді відносно підвищена кількість етану; важкі вуглеводні відсутні або зустрічаються у вигляді слідів. У випадку типово сапропелітових різновидів значна роль належить вищим газоподібним гомологам метану. В умовах контактного метаморфізму в газах різко підвищується кількість водню і гомологів метану; можлива присутність неграничних вуглеводнів і окислу вуглецю. Категорія газів вуглефікації включає практично всі види вуглеводневих природних газів, що зустрічаються у вигляді покладів (газових, газоконденсатних, газонафтових) або присутніх в розчиненому вигляді в природних водах.

Початковий етап вуглефікації вугілля (марки Б–Д, t до 60–80 °С) відзначається інтенсивним утворенням вуглекислого газу та менш значною генерацією метану. Середня стадія катагенезу (формування вугілля марок Г–ПС, t 90–170 °С) характеризується значним виділенням метану та максимальною генерацією важких вуглеводнів. Етапові пізнього катагенезу, пов'язаному з

формуванням високовуглефікованого вугілля марок Т–А з температурами 180–250 °С, характерна активна генерація метану і, можливо, водню за повної відсутності важких вуглеводневих газів. На заключній стадії вуглефікації вугілля (суперантрацити,  $t$  260–300 °С) у складі генерованих газів переважають водень і вуглекислий газ за підпорядкованої і незначної ролі метану.

Близькість компонентного та ізотопного складу вуглеводневих газів вугілля та вуглевміщуючих порід дозволяє говорити про їх генетичну спорідненість.

Сучасна газонасиченість вугленосних товщ значною мірою визначалась просторовим перерозподілом вуглекатагенних газів, включно з газами, що мігрували з глибинних горизонтів вугільних басейнів та родовищ.

Основним газовим компонентом вугленосних відкладів є гази метанового ряду, вміст яких коливається від 0 до 100 % і закономірно зростає з глибиною. Генетично метан пов'язаний із вугільними пластами та з розсіяною органічною речовиною у вміщуючих породах.

Метан ( $\text{CH}_4$ ), який є звичайним природним газом, має властивість чистого високоякісного палива, відноситься до парникових газів сильної дії.

Метан – головний вибухонебезпечний компонент природних газів вугільних пластів. При сполученні з повітрям метан утворює суміші: горючі – при вмісті в них метану до 5–6 % і понад 14–16 % і вибухові – при вмісті від 5 до 16 % (максимальна сила вибуху досягається при вмісті метану 9,5 %). Температура загорання метану знаходиться в межах 670–750° С.

Вибухонебезпечність повітряно–метанової суміші, прояви раптових викидів вугілля, порід і газу під дією високого гірського та газового тиску перед вибоєм гірничих виробок (зона пригрузки) та необхідність розробки і здійснення спеціальних заходів по підтримці безпечного ведення гірничих робіт визначають доцільність спеціального вивчення природної газонасиченості вугільних родовищ.

Важкі вуглеводні у складі природних газів вугільних пластів представлені в основному етаном ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) та пропаном ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), рідше бутаном ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ). Із зростанням глибини гірничих виробок в Донецькому та Львівсько–Волинському басейнах у вугільних газах спостерігається збільшення вмісту важких вуглеводнів, особливо у вугіллі середніх ступенів вуглефікації (Г–К).

Азот постійно присутній у складі газів вугільних родовищ і вміст його коливається в широких діапазонах – від декількох відсотків до 90–95 % у приповерхневій зоні. Кількість азоту у складі газів вугільних пластів закономірно зменшується з глибиною. Нижче верхньої межі зони метанових газів його вміст в середньому не перевищує 5 %.

Існує думка, що азот в газовій суміші є газом повітряного походження. Фіксований азот у вугільних пластах в зоні метанових газів – це захоронений компонент давньої атмосфери і є результатом катагенних (біохімічних) процесів.

Вуглекислий газ постійно присутній в газах вугленосних відкладів в кількостях від долей відсотка до 80 % і більше. Із збільшенням глибини залягання

вугільних пластів вміст  $\text{CO}_2$  зменшується. Вуглекислий газ, головним чином, є продуктом окислювальних процесів в зоні газо– і водообміну.

Водень присутній у більшості газових проб вугільних пластів в десятих-сотих долях відсотка. Його походження пов'язане з біохімічними процесами перетворення органічної речовини – її вуглефікації та з проникненням із магматичних вогнищ (ювенільний).

Гелій у газовій суміші вугільних пластів Донбасу і Львівсько–Волинського басейну є мікродомішкою. Його середні концентрації у вугільних (сорбованих) газах не перевищують 0,05 %. Для скупчень вільного газу вони коливаються в межах 0,1–0,3 %, для водорозчинених газів – 0,1–0,9 %. Генезис гелію у вугільних газах пов'язують з радіоактивним розпадом.

Оксид вуглецю зустрічається рідко, а його походження не з'ясоване. Сірководень виявляють рідко (в кількостях 0,4–1,0 %). Він утворюється внаслідок реакції взаємодії сульфатних вод з метаном, можливо, при участі бактерій. Його утворення могло проходити в значних об'ємах при формуванні вугілля, проте з–за підвищеної розчинності у воді його вміст у вугільних газах незначний.

Рідкісні гази (аргон, криптон, ксенон) зустрічаються, як правило, в сумішах з азотом, за кількістю відповідають вмістові у повітрі, що підтверджує атмосферне походження цих газів.

Природні гази вугленосних товщ знаходяться в сорбованому, вільному та водорозчинному стані, а також у твердих розчинах. Переважаючою формою знаходження метану у вугіллі є його сорбований стан. У вугільних пластах, які складають всього декілька відсотків від складу вугленосних товщ, в сорбованій формі перебуває майже половина загальної кількості метану та інших вуглеводневих газів. В 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). При низьких температурах можливе існування метану і його гомологів в твердому розчині у вигляді газогідратів.

Фазовий стан газів у вугленосній товщі залежить від літологічних особливостей і колекторських властивостей порід, геологічних, гідрогеологічних та термобаричних умов. За формою знаходження газів у вугільних родовищах виділяються колектори двох типів – колектори сорбованих газів та колектори вільних і розчинених газів.

Потужними колекторами сорбованих газів є вугільні пласти, пропластки і включення та біоліти з відносно високим вмістом (понад 30 %) розсіяної вуглистої речовини, які за своєю природою є одночасно як генераторами, так і акумуляторами газів.

Вугілля – природний сорбент, який характеризується високою сорбційною здатністю (сорбцією). Поняття сорбції об'єднує декілька її видів – адсорбцію (поглинання газу поверхнею речовини), абсорбцію (поглинання газу всім об'ємом речовини) та хемосорбцію (поглинання однієї речовини іншою в результаті

обратимої хімічної реакції). Адсорбція і абсорбція в системі "метан–вугілля" проявляються сумісно, вони плавно переходять одна в одну. Заповнення поверхні сорбенту молекулами метану супроводжується наростанням сил відштовхування їх від поверхні, поки обидва процеси не набудуть однакової швидкості і не настане сорбційна рівновага. Хемосорбція в природній системі "метан–вугілля" досить обмежена і недостатньо вивчена. Газоємність вугілля контролюється законами сорбції. Сорбційність газів зростає в ряді  $\text{He}$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{Ar}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$ , важкі вуглеводні. Основними факторами, які визначають метаноємність органічної речовини, що входить до складу вугільних пластів та вміщуючих порід, є:

- тиск газу (при збільшенні тиску зростає сорбція та компресія вільної фази);
- температура, при зростанні якої сорбція знижується;
- волога (також знижує сорбцію);
- петрографічний склад вугілля.

Сорбційна метаноємність вугілля в широкому діапазоні температур та тисків зростає з підвищенням ступеня їх вуглефікації і досягає максимуму в антрацитах.

Сорбційна здатність вугілля, залежить від його властивостей та умов залягання вугільного пласта, термодинамічних параметрів, зумовлених умовами накопичення, збереження і перетворення органічної речовини у викопне вугілля.

Метан у вільному стані у вугільних пластах і в породах 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 вміст в них метану відповідно нижчий. В породах з низьким вмістом органічної речовини основна маса газів знаходиться у вільній фазі (в порах, порожнинах, тріщинах) або ж в розчиненому стані (в пластових та порових водах).

Колекторами вільних і розчинених газів, звичайно, служать вуглевміщуючі породи з низьким вмістом (менше 5 – 10 %) розсіяної вугільної речовини. Загальновідомі для вугільних родовищ, це пісковики.

Гази в товщах вуглевміщуючих порід за умовами їх захоронення та переміщення поділяються на наступні види:

а) Розсіяні малорухливі гази порід. Вони характеризуються пониженими фільтраційними характеристиками, які замкнені (оклюдовані) у відносно ізольованих порах (газових та газорідних включеннях) у вільному і розчинному стані, а також газів, сорбованих органічною розсіяною речовиною та мінеральною речовиною порід. Ступінь рухливості цих газів визначається проникністю порід, обумовленою їх петрографічними особливостями та ступенем літифікації. Газ утримується в порах капілярними силами та гідростатичним тиском. При розкритті та підробці таких порід у шахтах, внаслідок утворення техногенних тріщин відбувається повільне та тривале газовиділення у гірничі виробки.

б) Скупчення рухливих вільних газів, які заповнюють тріщини, порожнини та відкриту порову ємність порід в газових пастках. Рухливість цих газів

визначається наявністю шляхів міграції (відкритою пористістю і тріщинуватістю, проникністю, розривними порушеннями, свердловинами, гірничими виробками). Об'єми скупчених газів можуть коливатися в широких межах. При розкритті гірничими виробками, свердловинами або техногенними тріщинами локальних тріщинуватих зон та окремих замкнених порожнин відбуваються короточасні суфлярні виділення газів. Із колекторів (пісковиків) з високою ємністю, значних тріщинуватих зон, приурочених до розривних та плікативних порушень, газ може виділятися в кількості сотень та тисяч метрів кубічних.

Вільний газ у скупченнях (покладах) звичайно знаходиться у рівновазі з розчиненими газами пластових чи пластово-тріщинних вод. Він характеризується відповідними параметрами: пластовим тиском, хімічним складом, який різко відрізняється від складу розчиненого газу, дебітом та об'ємом.

в) Скупчення розчиненого газу в пластових та пластово-тріщинних водах, що циркулюють в порових та тріщинних колекторах характеризуються величиною газового фактору (питомою газонасиченістю), тиском насичення пластових вод, хімічним складом, відмінним від складу сорбованих та вільних газів.

Сорбційна здатність вуглевміщуючих порід на два порядки нижча газоемності вугілля, тому вважається, що породи практично не містять газу в сорбованому стані. Якщо в породах міститься розсіяна вуглиста речовина, то їх сорбційна здатність відповідно зростає.

Формуванню скупчень вільних газів у вугленосних товщах сприяють наступні фактори:

- перевищення пружності розчинених газів над пластовим тиском вод;
- внутрішньоформаційна (внутрішньопластова та міжпластова) міграція газів із колекторів сорбованих газів у колектори розчинених та вільних газів;
- наявність газових пасток, в яких відбувається відокремлення від води вільного газу і його накопичення.

Газ у вміщуючих породах мігрує до зустрічі з пасткою, здатною його накопичувати та утримувати. При відсутності пастки газ мігрує до денної поверхні. В таких випадках відбувається природна дегазація вугільних родовищ. В поняття «пастка» входить три обов'язкових компоненти:

- колектор;
- покришка (екран чи екрануючий ефект);
- геологічні умови (структурно-тектонічні, стратиграфічні, літологічні та гідродинамічні).

Колектор в парі з покришкою є резервуаром. Накопичення вільних газів залежить від ємнісних (загальної, ефективної та відкритої пористості, пустотності, тріщинуватості) та фільтраційних (загальної і фазової газонасиченості, газо- і водонасиченості) властивостей порід. Покришками є породи, практично непроничні чи з пониженою газопроничністю, пов'язаною з розмірами, структурою порового чи тріщинного простору. Їх екрануюча властивість залежить від літологічного складу, товщини і витриманості порід по площі. Кращими

покришками у вугленосній товщі є вугільні пласти, не тріщинуваті аргіліти і алевроліти, при високій літифікації порід покришками можуть бути і тонкозернисті пісковики.

За особливостями геологічних умов, необхідних для формування накопичень вільних газів у вугленосних товщах, виділяють наступні види пасток:

- стратиграфічні пастки, утворені колекторами, які екрануються покришками, що залягають не узгоджено. Вони можуть зустрічатись на виходах вуглевміщуючих порід під молоді відклади, що їх перекривають;

- літологічні пастки, утворені при виклинюванні колектора чи його фаціальному заміщенні;

- структурні пастки представлені антиклінальними типами резервуару (колектора з покришкою): куполоподібними підняттями, куполами, виступами, брахіантикляльними складками (рис. 10,1–10,2).

На монокліналях можуть бути літологічні, стратиграфічні і структурні пастки за наявності поперечних деформацій резервуарів у вигляді флексур, терас, структурних носів;

- структурно-тектонічні пастки утворюються в межах складок, розірваних диз'юнктивами, коли по площі змішувача стикуються пласт-колектор і газонепроникний пласт;

- тектонічні пастки диз'юнктивних зон, резервуарами яких служать масиви тріщинуватих порід та дроблені зони розривних порушень, які знаходяться в погано проникних товщах. Такі колектори утворюють газові пастки в наступних випадках:

- а) при антиклінальному згині чи купольній конфігурації тріщинуватих зон або ж зон дроблення;

- б) при контакті тріщинуватих зон або зон дроблення давнього диз'юнктиву з газонепроникним масивом порід в результаті зміщення по площі молодшого розриву;

- в) при виклинюванні тріщинуватих зон в зв'язку з затуханням розривів і переходом їх у флексури;

- г) при пережимах і цементації тріщин;

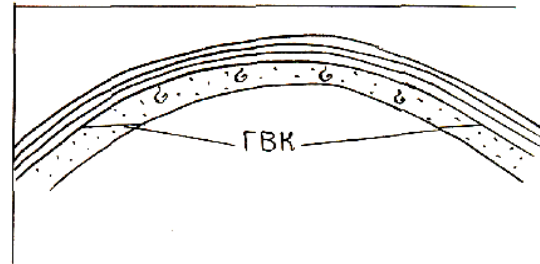
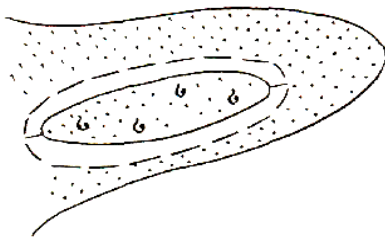
- гідродинамічні пастки утворюються при зміні крупнопорової структури колектора на тонкопорову капілярну, що й створює екрануючий ефект за рахунок капілярного тиску;

- техногенні газові пастки утворюються в процесі розробки вугільних пластів, вони приурочені до старих виробок і тріщинуватих розущільнених зон обрушення при підробці вуглевміщуючих порід.

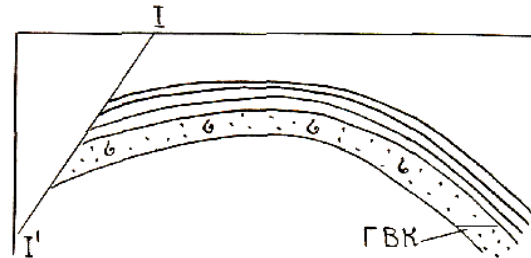
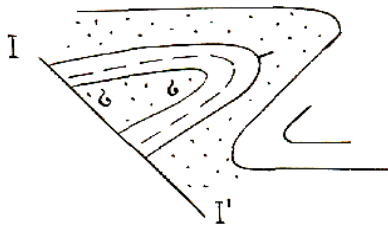
Таким чином, першочерговими завданнями вивчення газоносності вуглевміщуючих порід при пошуках і розвідці вугільних родовищ є виявлення сприятливих геолого-структурних умов утворення газових пасток і накопичення в них вільного метану та встановлення площ їх розвитку.

Формування вугленосних відкладів супроводжується утворенням вуглеводневих газів в процесі вуглефікації вугілля і виділенням їх з вугленосної товщі за рахунок міграції до поверхні. Поряд з цим процесом наявний зустрічний рух атмосферних газів в глибину. Таке переміщення газів привело до закономірного перерозподілу атмосферних і катагенних газів, що проявився у вигляді газової зональності (азот–вуглекислий газ–метан).

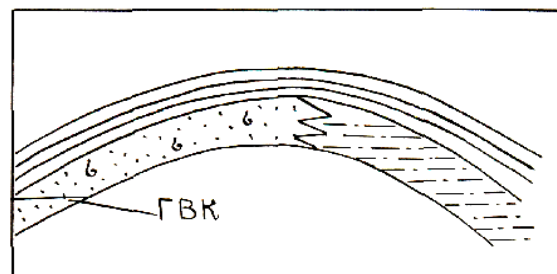
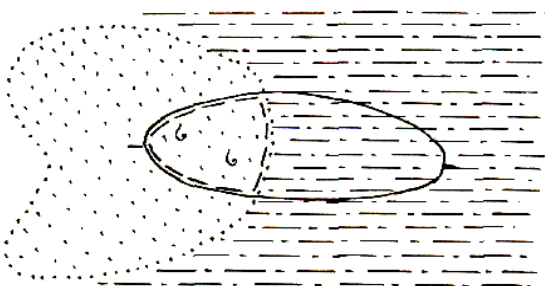
а)



б)



в)



#### УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ



Контур газоносності



Газоносний пісковик



Водоносний пісковик



Екранована товща

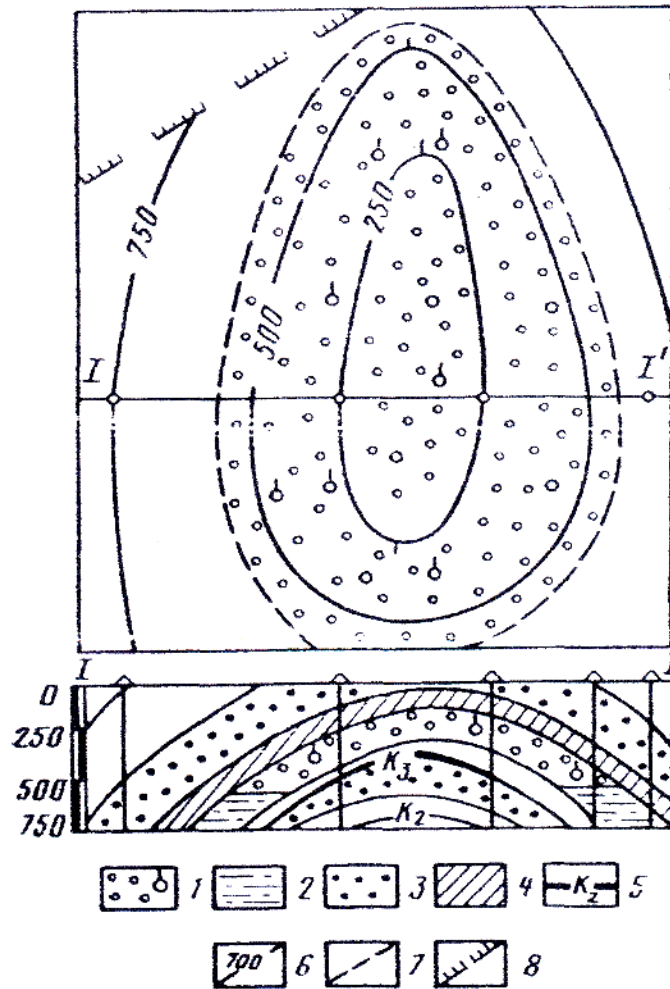


Породи, що не мають колекторських якостей



Межа заміщення піскового колектора породою – не колектора

Рис. 1. - Приклади пасток структурного (а), структурно–тектонічного (б) та структурно–літологічного (в) типів



- 1 – газонасичений пісковик;
- 2 – водонасичений пісковик;
- 3 – безнапірний горизонт;
- 4 – алевроліт;
- 5 – вугільний пласт;
- 6 – ізогіпса покрівлі пласта (м);
- 7 – зовнішній контур газового покладу;
- 8 – розривні порушення.

Рис. 2. - Структурна карта і розріз мікропокладу вільного газу у вугленосних відкладах

Сучасна природна метаноносність вугільних пластів є залишковою. Значна частина метану, що утворився, головним чином, на ранніх стадіях формування вугільного родовища, не збереглася. Потужність окремих газових зон в стратиграфічному розрізі коливається від 0 до десятків і сотень метрів.

До складу азотно–вуглекислої та вуглекисло–азотної зон входять два основних компоненти – вуглекислий газ і азот, вміст яких змінюється в межах від 20 до 80 %. Метан виявляється в поодиноких пробах, кількість його не перевищує 10 %. Глибина поширення газів цих зон простежується до 30 – 60 м.

Зміни складу газів в межах азотно–метанової зони характеризуються зменшенням кількості азоту та збільшенням вмісту метану з глибиною, що приводить до утворення зони метанових газів.

В зоні метанових газів вміст метану перевищує 80 % і на великих глибинах весь газ, практично, представлений метаном з незначною домішкою вуглекислого газу, азоту і рідких газів.

Нижня границя зони метанових газів опускається разом з вугленосними відкладами. Кількість метану у вугільних пластах на сучасних глибинах їх розробки зростає із зануренням на глибину. Максимальна метанонасність складає 20–25 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. для слабо–середньо вуглефікованого вугілля і до 35–40 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. – для антрацитів. Із заглибленням в зону метанових газів вміст вуглекислого газу та азоту з рідкими газами знижуються до слідів і відзначається поява важких вуглеводнів, загальний вміст яких на великих глибинах не перевищує 5–10 %.

Вугільні пласти раннього катагенезу, що залягають серед слабозцементованих і добре проникних порід (пісковики, тріщинуваті вапняки і ін.), піддаються глибшій дегазації, ніж пласти, які пов'язані з комплексом аргілітистичних порід, тому за простяганням вони характеризуються різноманітною газоносністю.

В районах середнього і пізнього катагенезу мало тріщинуваті вміщуючи породи практично не впливають на процеси дегазації, тому що газопроникність їх незначна порівняно з вугіллям. Породи з підвищеними колекторськими властивостями за наявності газонепроникливого екрану можуть бути колекторами газу.

Покрівні відклади залежно від потужності, літологічного складу, фаціальної витриманості та часу накопичення різно впливають на розподіл газу у вугленосній товщі. Газонепроникні відклади, що перекривають вугленосну товщу, утруднюють деметанізацію родовища, оскільки родовища закритого типу, як правило, мають за інших рівних умов вищу газоносність, ніж відкриті. При цьому міграція метану з вугільних пластів нерідко приводить до значних скупчень його у вільній фазі безпосередньо під покривними відкладами.

Ступінь вуглефікації вугілля є одним з основних факторів, які визначають сучасну газоносність вугільних пластів. Із зростанням вуглефікації вугілля його сорбційна газоємність безперервно зростає і досягає максимальних значень на стадії слабовуглефікованих антрацитів, а після різко зменшується у високовуглефікованих антрацитах.

Крім того, вуглефікація визначає інтенсивність розвитку кліважних тріщин, а звідси і газопроникність вугілля. Найбільшою тріщинуватістю характеризується вугілля середньої стадії катагенезу, первинна тріщинуватість у вугіллі ранньої та пізньої стадій катагенезу менша. Тому міграція газів відбувається інтенсивніше у вугільних пластах, складених вугіллям марок Ж, К і ПС.

За наявними даними метанонасність вугілля зростає зі збільшенням вмісту в ньому фюзеніту. Зростання числа тріщин у вугіллі спостерігається по мірі збільшення вмісту мікрокомпонентів групи вітреніту, що підвищує його газопроникність.

Формування техногенних покладів метану у виробленому просторі шахт.

В процесі розробки вугільних пластів над виробленим простором лави формується так звана зона обвалення, яка може розглядатися як техногенний поклад метану, складений розущільненими, розтрісканими та розсланцьованими породами, які одночасно служать джерелом генерації метану, і тріщинно-пористим колектором його акумуляції. Функції структури (пастки) і її непроникного перекриття в даному випадку виконують гірські породи, що залягають на деякій відстані над вугільним пластом і не зазнали на собі впливу вугледобувних та очисних робіт (до яких не дійшла зона обвалення).

Внаслідок десорбції у вироблений (вільний від вугілля) простір з вугільного пласта та вміщуючих порід виділяються значні об'єми метану, які скупчуються в тріщинах та порожнинах.

Паралельно з десорбцією відбувається процес розущільнення та розтріскування порід покрівлі та підшви на потужність, що в десятки разів перевищує товщину вугільного пласта. Виділений з вугілля та порід метан вільно переміщується в пористо-тріщинуватому середовищі гірських порід. З усіх можливих форм переміщення (міграції) газу найпоширенішою є вільна форма міграції (по зонах тріщинуватості), міграція разом з пластовою водою та шляхом дифузії газів.

Метан виділяється з надроблених та з підроблених пропластків і вугільних пластів неробочої потужності, а також з вуглевміщуючих порід.

### **3. Вимоги до вивчення та оцінки газонасності вугільних родовищ на різних стадіях геологорозвідувальних робіт**

Під час геологорозвідувальних робіт по підготовці запасів метану до промислового видобутку виділяються три типи геолого-економічних оцінок, які мають одну мету, але відрізняються своєю детальністю:

- початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3), яка проводиться для обґрунтування доцільності пошуково-розвідувальних робіт на об'єктах, перспективних щодо відкриття покладів газу. ГЕО-3 здійснюється на основі кількісної оцінки перспективних і прогнозних ресурсів метану і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислове значення. Оцінка можливостей промислового освоєння передбачуваних родовищ обґрунтовується техніко-економічними розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або технічного завдання замовника геологорозвідувальних робіт;

- попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) виконується для обґрунтування доцільності промислового освоєння відкритого родовища (покладу) метану та інвестування геологорозвідувальних робіт з його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 здійснюється на основі розвіданих і попередньо-розвіданих запасів, оформляється як техніко-економічна доповідь

(ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, в тому числі дослідно–промислової розробки родовища (покладу). Оцінка ефективності інвестицій визначається з урахуванням витрат на геологорозвідувальні роботи та видобуток метану, тобто кінцевої товарної продукції вуглевидобувного підприємства. Техніко–економічні показники визначаються розрахунками з використанням отриманих вихідних даних та даних доведеної аналогії;

– детальна геолого–економічна оцінка (ГЕО–1) проводиться для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного підприємства, і економічної доцільності інвестування робіт по його облаштуванню та видобутку метану. ГЕО–1 здійснюється на основі встановлених запасів газу і надається у вигляді техніко–економічного обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко–економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО–1 повинні забезпечувати прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень.

Технологія видобутку метану вугільних родовищ постійно удосконалюється й адаптується стосовно до конкретних геологічних умов. Відповідно до цього змінюються, уточнюються і корегуються вимоги до вивчення газонасиченості вугільних родовищ у цілому та вибору критеріїв по оцінці перспективності об'єктів першочергового освоєння.

Вивчення газонасиченості вугленосних відкладів складається з двох етапів:

- польові дослідження;
- камеральна обробка матеріалів.

При пошуках і розвідці газувугільних родовищ в комплекс польових досліджень входять:

- нагляд за газопроявами при бурінні розвідувальних свердловин, замірювання дебітів газу та води;
- вивчення якісного (компонентного) складу газу вугільних пластів та залишкової газонасиченості за даними герметичних вакуум–стаканів;
- випробовування вугільних пластів за допомогою керногазонабірників (КГН) з метою кількісної оцінки метанонасиченості вугілля;
- визначення метанонасиченості вугільних пластів і гірських порід за допомогою газового каротажу та промислової геофізики;
- визначення дебітів газу та газового тиску у вугленосних відкладах за допомогою пластовипробовувачів;
- відбір породних проб на вивчення колекторських властивостей та вугільних проб на визначення сорбційних властивостей;
- визначення природної газонасиченості вугільних пластів за допомогою газових зйомок гірничих виробок шахт;
- збір даних про дегазацію та газовість гірничих виробок.

Для визначення промислової значимості газувугільного родовища необхідно вирішити ряд нових та важливих завдань:

– крім безпосередніх визначень природної газоносності вугільних пластів кернагазонабірником, проводити дослідження сорбційних властивостей вугілля в умовах, близьких до пластових, а також визначати кінетику десорбційних процесів;

– заміряти тиск у вугільних пластах пластовипробувачами за вдосконаленою технологією, яка враховує специфіку повільної газовіддачі пластів вугілля;

– вивчати ємнісні та фільтраційні властивості (проникність) вугільних пластів та породних горизонтів у природному заляганні з використанням пластовипробувачів, геофізичних досліджень в свердловинах, буріння спеціальних куштів свердловин для проведення дослідного гідророзриву та відкачки води, визначення проникності між свердловинними замірами, визначення промислових дебітів газу, коефіцієнтів його вилучення;

– прогнозувати і картувати тріщинуватість пластів за керном та матеріалами геофізичних досліджень в свердловинах;

– вивчати вуглевміщуючі породи як для знаходження скупчень вільних газів, що є джерелом раптового газовиділення у шахтах, так і визначення можливого їх впливу на видобуток метану з вугільних пластів;

– будувати карти ізопотужностей вугленосних відкладів, необхідних для оцінки масштабів видобутку метану;

– давати прогнозну промислову оцінку метану як корисної копалини на всіх розвідуваних ділянках та площах.

Вивчення вуглеводневих газів як корисної копалини та оцінку їх ресурсів (запасів) слід проводити на всіх стадіях геологорозвідувальних робіт (пошукової, пошуково-оціночної, розвідки) та при освоєнні і експлуатації вугільних родовищ.

Детальність вивчення метановугільних об'єктів (перспективних площ, ділянок, шахтних полів, окремих покладів і родовищ) визначається з метою геологорозвідувальних робіт на кожній стадії (етапі) з забезпеченням раціонального комплексування методів і технологічних засобів робіт в залежності від визначення та напрямку використання метану як корисної копалини та вимогами до охорони надр і навколишнього середовища. Результати робіт мають бути достатні для опрацювання проекту розробки метанового покладу або технологічної схеми дегазації вугільного родовища, які передбачаються до розробки з вилучення та використання метану.

Щільність газового опробування, види і обсяги досліджень газоносності вугленосних відкладів, типи застосування засобів видобутку метану залежать від багатьох природно-геологічних факторів:

– групи родовищ за величиною газоносності, їх геологічної будови, розподілу газу на площі і в глибину;

– об'єктів досліджень (окремі родовища, шахтні поля, вугільні пласти та вміщуючі породи);

– ступеня катагенезу вугілля та порід;

- форми знаходження газу, ємнісних і фільтраційних властивостей порід і вугілля;
- стадійності пошукових та розвідувальних робіт;
- цільового використання метану як корисної копалини (основної самостійної чи супутньої).

Перспективність промислової розробки метановугільних родовищ рекомендується визначати в декілька етапів:

- за результатами пошуково-оціночних робіт дається прогнозна оцінка можливого промислового значення вуглеводневих газів (метану) по родовищу (шахтному полю), які вивчаються як корисна копалина та визначається спрямування їх подальшого вивчення з позицій комплексного освоєння газовугільного родовища. На цьому етапі визначаються критерії наступного етапу оцінки (проникність, газодинамічні параметри пластів, сорбційна здатність вугілля);

- за результатами розвідки оцінюється технологічна необхідність та можливість вилучення газів з вуглепородного масиву, визначаються конкретні об'єкти дегазації та раціональність використання газу.

З позиції перспективності і послідовності організації промислового видобутку метану з вугільних пластів та вміщуючих їх порід ступінь розвіданості окремих площ (на полях діючих і вугільних шахт, які споруджуються, на детально або попередньо розвіданих та вугленосних ділянках, що розвідуються, а також на пошуково-оціночних вугленосних площах) значення не має. На всіх зазначених групах площ при існуючих стадіях їхньої розвідки, повинні бути поставлені спеціальні роботи по довивченню газоносності (дорозвідки) з встановленням умов вилучення метану і можливостей застосування варіантів технології видобутку.

На завершальній стадії розвідувальних робіт для визначення величини та якості ресурсів і запасів метану та проведення геолого-промислової оцінки перспективності освоєння газовугільного родовища необхідно в його межах виділити еталонні ділянки (полігон, горизонт, блок, зону, поверх тощо), де провести дослідно-промислову розробку (дегазацію). Таких еталонних ділянок може бути 1–3 на всій (розрахунковій) площі (родовищі) яка розвідується, в залежності від складності геологічної будови, особливості розповсюдження газоносності по площі, ступеня вуглефікації вугілля, фільтраційно-ємнісних властивостей порід та інших факторів. Еталонна ділянка повинна повністю відображати фактичну різноманітність геологічних умов розрахункової ділянки. Тільки відпрацювання в дослідному режимі раціональної технології видобутку метану на конкретній еталонній ділянці (полігоні) дозволить визначити коефіцієнт вилучення метану, який використовується для прогнозування обсягів видобутку його, дебіту метанових свердловин та підрахунку запасів газу в межах еталонної ділянки.

Дослідно-промислова розробка (дегазація) виконується за окремим проектом відповідно вимог технічного регламенту "Проектування, будівництво та

експлуатація технологічних комплексів дегазації метану вугільних родовищ" (ГТР 10.1 25590072. 002:2004)

Коефіцієнт вилучення газу метанових свердловин обґрунтовується поваріантними технологічними та техніко–економічними розрахунками в ТЕО кондицій для встановленого природного режиму (базовий варіант), або з урахуванням можливості його підвищення в разі одержання позитивних результатів під час проведення дослідно-промислової розробки (дегазації).

Вимоги до вивчення родовищ (покладів) вільного газу (метану), що залягають у не розвантаженому від гірського тиску вуглепородному масиві, регламентуються "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". Київ, 1998.

Об'єктами вивчення є вугільні пласти та вуглевміщуюча товща порід, до складу якої входить комплекс відкладів пісковиків, вапняків, алевролітів з розсіяною та концентрованою вугільною речовиною у вигляді лінз, прожилків та прошарків товщиною до 0,1 м, а також вуглисті породи із зольністю, вищою від граничних значень для забалансованих запасів вугілля (до 75 %).

З метою повнішого урахування всіх особливостей об'єктів, які досліджуються в т.ч. форм знаходження в них вуглеводневих газів, потрібно раціонально комплексувати методи дослідження так, щоб кожний об'єкт був вивчений із застосуванням методів і технічних засобів, які відповідають йому, при обов'язковому додержанні вимог з охорони довкілля. Раціональне комплексування цих методів та технічних засобів досліджень наведене в табл. 10.1.

#### **4. Розподіл вуглегазових родовищ за величиною запасів метану та складністю геологічної будови**

Згідно з «Інструкцією із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до геологічного вивчення ресурсів перспективних ділянок та запасів родовищ нафти і газу» за обсягом видобувних запасів газові родовища поділяються на групи:

- унікальні – понад 300 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- крупні – 100 – 300 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- великі – 30 – 100 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- середні – 10 – 30 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- невеликі – 5 – 10 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- дрібні – 1–5 млрд. м<sup>3</sup> газу;
- дуже дрібні – до 1 млрд. м<sup>3</sup> газу.

Таблиця 1. - Види досліджень, методи та технічні засоби для комплексного вивчення газонасності вугільних родовищ

| Об'єкти досліджень                       | Вугільні пласти та вуглисті породи                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |                                                                    |                                      | Вуглевміщуючі породи                                                                                                                                              |                                                                                         |                                                                                                                                                                                                                                                                   |
|------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------|--------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                          | Робочі вугільні пласти                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      | Вугільні неробочі пласти, прошарки, лінзи, із зольністю до 40-45 % | Вуглисті породи із зольністю 40-60 % | Тонко і дрібно-зернисті породи з вмістом вугільної речовини 5-25 %                                                                                                | Щільні тонко-дрібно-зернисті породи з вмістом РВР менше 5 %                             | Порові та тріщинуваті колектори                                                                                                                                                                                                                                   |
| Форми знаходження газу                   | Сорбований- 90-95 %                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |                                                                    | Сорбований- 70-90 %                  | Сорбований 70-20%. Розсіяний газ Вільної фази і розчинений газ у порових водах                                                                                    | Сорбований – до 10-20 % Розсіяний газ у Вільному середовищі, розчинений у порових водах | Скупчення вільного газу. Розчинений газ у рухомих та тріщинних водах                                                                                                                                                                                              |
| Види та параметри дослідження            | Геологічні, геофізичні, літолого-петрографічні, лабораторні. Визначення морфології та петрографічного складу вугілля пластів, прошарків, визначення кількості концентрованої та розсіяної вугільної речовини (сухої беззольної маси). Визначення сорбційних властивостей вугілля та вуглих порід, пористості та газопроникності.                                                                                            |                                                                    |                                      | Визначення кількості розсіяної вугільної речовини. Визначення пористості та проникності порід.                                                                    |                                                                                         | Геологічні, геофізичні, літолого-фаціальні, гідро-геологічні гідро-хімічні дослідження та гео-лого-структурний аналіз. Визначення параметрів порових та тріщинних колекторів та покриток визначення ємнісних та фільтраційних властивостей геофізичними методами. |
| Методи та технічні засоби вивчення газів | Опробування ГКН, герметичними стаканами, дослідження пластов випробувачами. Комплексний метод із застосуванням газового каротажу. Газова зйомка в гірничих виробках. Метод прогнозу потенційної метаносності за сорбційними характеристиками з моделюванням пластових тисків та температур. Для вугільних неробочих пластів та прошарків проводиться екстраполяція даних по газонасності вугілля найближчих робочих пластів |                                                                    |                                      | Відбір проб у герметичні стакани по свердловинах та у гірничих виробках. Газовий каротаж. Метод прогнозу потенційної метаносності за сорбційними характеристиками |                                                                                         | Дослідження свердловин пластовипробувачами на тубах. Визначення газоводяного контакту та оконтурювання газового покладу геологічними та геофізичними методами. Проведення промислових випробувань у відкритому каналі по опорних свердловинах                     |

Примітка: 1. Щільність газового опробування на різних стадіях розвідування вугільних родовищ при вивченні метану як супутньої корисної копалини наведена у відповідних нормативних документах [1]. 2. Коливання величин щільності опробування обумовлено складністю тектонічної будови.

Відповідно до діючого розподілу родовищ (покладів) природного газу (метану) за величиною видобувних запасів вуглегазові родовища слід відносити до сьомої групи як дуже дрібні. Крім цього ці родовища, як нетрадиційні джерела вуглеводневої сировини, відносяться до важко видобувних, які потребують використання новітніх технологій по вилученню метану. Тому для геолого–економічної оцінки потрібне визначення промислових запасів, вилучення та використання яких визначає рентабельність розробки (дегазації) покладів.

За величиною метаносності та складом газів вугільних родовищ, ступенем газонасиченості вуглевміщуючих порід, формою знаходження, характером розподілу і умовами накопичення газу вугільні родовища діляться на чотири групи.

До першої групи відносяться родовища, що розташовані в зоні епігенетичного газового вивітрювання вугленосної товщі, яка містить вугілля від марок БД до А, а також в зоні катагенної деметанізації суперантрацитів. Метаносність вугільних пластів не перевищує 2–5 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. Відсутні стабільні виділення метану у гірничі виробки шахт. Родовища першої групи практично не містять вуглеводневих газів і ресурси (запаси) по них не підраховуються. Такі родовища займають значні території в Донбасі.

До другої групи належать вугільні родовища простої будови, які пов'язані з непорушеними структурами та похилим моноклінальним заляганням порід, що містять вугілля марок Д і Г, поширенням пісковиків, які витримані за потужністю та колекторськими властивостями за площею і в розрізі. Метаносність вугільних пластів – від 5–7 до 10–18 м<sup>3</sup>/т с.б.м. Пісковики містять розчинений газ в пластових водах.

До третьої групи відносяться вугільні родовища з переважанням в розрізі продуктивних товщ, приурочених до простих, складчастих або крупно блокових структур з відносно витриманими за потужністю пластами вугілля марок ПС–П і низьковуглефікованими антрацитами, низько пористими, але тріщинуватими пісковиками. Максимальна метаносність вугільних пластів є 30–40 м<sup>3</sup>/т.с.м. Інтенсивність метановиділень в гірничі виробки досягає 100–200 м<sup>3</sup>/т вугілля. Проводиться дегазація масиву.

До четвертої групи відносяться родовища, які характеризуються:

– складною будовою з мінливими колекторськими властивостями порід і відносно витриманими за потужністю вугільними пластами при різних умовах їх залягання внаслідок інтенсивних проявів дрібної складчастості або розривних порушень, які створюють дрібноблокові структури і різного роду пастки для накопичення і зберігання вільного газу, нерівномірним характером розподілу газів за площею, складними гірничо-геологічними умовами розробки, які супроводжуються суфлярними виділеннями, раптовими викидами вугілля, порід і газу. При бурінні пошуково–розвідувальних свердловин спостерігаються інтенсивні газовиділення із вугільних пластів і вміщуючих порід. Метаносність вугільних пластів досягає 15–30 м<sup>3</sup>/т.с.б.м. Висока газонасиченість порід при

наявності гранулярно-тріщинних колекторів. Присутність вільних скупчень газу в породах, висока газовіддача вугілля. Здійснюється дегазація масиву;

– добре вираженими структурами, до яких приурочені різного типу пастки з промисловими запасами вільних вуглеводневих газів у вміщуючих породах; запаси газу 0,1–1,0 млрд. м<sup>3</sup> та дебіт понад 5 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Виходячи із наведеної класифікації вугільних родовищ за показником газоносності, найперспективнішими та першочерговими об'єктами для проведення робіт з виявлення, витягнення та використання метану вугільних пластів і вміщуючих порід будуть родовища IV групи і, меншою мірою, III групи, масштаби запасів метану в яких коливаються від сотень мільйонів до одного млрд. м<sup>3</sup> і більше.

## **5. Розподіл запасів та ресурсів газу (метану) за ступенем геологічного вивчення та геолого-промисловим значенням**

Відповідно до «Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України» (1997, 2004 р. м. Київ) 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" (1998 р. м. Київ) запаси та ресурси газу (метану) вугільних родовищ за ступенем вивчення та достовірності поділяються на групи і категорії.

Запаси метану за ступенем вивчення поділяються на дві групи: розвідані та попердньо розвідані.

– Розвідані запаси – це обсяги газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо–геологічні, гідрогеологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для опрацювання проектів будівництва газовидобувних об'єктів. Розвідані запаси – це запаси категорії С<sub>1</sub> газу (метану) вугільного родовища стосовно скупчень (покладів) сорбованих, вільних, водорозчинних, розсіяних та інших газів, промислове значення яких встановлене за результатами пошуково–розвідувальних робіт, дослідно–промислової розробки (дегазації), частковим випробуванням свердловин з одержаними стислими припливами газу (більше 5 тис. м<sup>3</sup> метану на добу), геологічних, гідродинамічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Без позитивних результатів дослідно–промислової дегазації (розробки) запаси метану не можуть бути віднесені до балансової групи розвіданих запасів. Запаси категорії С<sub>1</sub> слід вивчити з детальністю, яка забезпечить отримання вихідних даних для техніко–економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з організації промислового видобутку газу (метану).

– Попередньо розвідані запаси – це група запасів газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо–геологічні, гідрогеологічні та інші умови і характер залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для техніко–економічного обґрунтування промислового значення родовища і доцільності його

розробки. Попередньо розвідані запаси є основою для обґрунтування доцільності подальшої розвідки та дослідно–промислової дегазації (розробки). Вони можуть бути проіндексовані літерою категорії запасів  $C_2$ , до якої належать запаси того покладу (його частини), метаноносність якого визначена за результатами газового випробування, геологічних, геофізичних та газодинамічних досліджень свердловин (частина свердловин може бути досліджена випробувачем пластів). До їх числа належать також запаси нерозвіданих частин покладів, що прилягають до ділянок з розвіданими запасами.

За ступенем вивчення і достовірності ресурси газів вугільних родовищ поділяються на дві групи: перспективні і прогнозні.

– Перспективні ресурси метану – це обсяг метану у вугільних пластах, пропластках і вміщуючих породах, кількісно визначений за результатами проведених досліджень газоносності з використанням прямих та побічних методів безпосередньо при бурінні свердловин або проведенні газового балансу гірничих виробок в шахті без урахування технічної можливості та економічної доцільності вилучення метану з надр. Промислова газоносність не доказана. Ці ресурси метану можуть бути проіндексовані літерою категорії  $C_3$ . Вони пов'язані з об'єктами, підготовленими до геологічної розвідки та дослідно–промислової дегазації (розробки) скупчень сорбованого, вільного, водорозчинного та інших форм газу.

– Прогнозні ресурси – це обсяг метану, який знаходиться у вугільних пластах і вміщуючих породах в межах регіону, окремої структури або площі, де доказана промислова газоносність по суміжним площам або виходячи з загальних закономірностей розподілення газу на підставі позитивних геологічних, літологічних, тектонічних та інших передумов. Ці ресурси придатні для видобутку та утилізації метану в доступному для огляду майбутньому. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів визначається на підставі припущених параметрів за аналогією. Прогнозні ресурси газу (метану) є основою для обґрунтування проведення регіональних та прогнозно–геологічних робіт.

Прогнозні ресурси газу включають категорії  $D_1$  і  $D_2$ :

– категорія  $D_1$  – це прогнозні ресурси літолого–стратиграфічних комплексів, які оцінюються в межах крупних регіональних структур з доведеною газоносністю. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів газу категорії  $D_1$ , проводиться за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з розвіданими родовищами у межах регіону, який оцінюється;

– категорія  $D_2$  – це прогнозні ресурси газу літолого–стратиграфічних комплексів, які оцінюються у межах крупних структур, промислова газоносність яких ще не доведена. Перспективи газоносності цих комплексів прогнозуються на основі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться на основі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані родовища газу.

За ступенем техніко–економічного вивчення запаси і ресурси метану поділяються на три групи:

- До першої групи відносяться запаси, на базі яких проведена детальна геолого–економічна оцінка (ГЕО–1) ефективності їх промислового освоєння. Матеріали ГЕО–1, що затверджені Державною Комісією України по запасах корисних копалин, є для інвестора основним документом, що обґрунтовує економічну доцільність фінансування робіт по розробці проекту будівництва підприємства по видобутку метану вугільних родовищ;

- До другої групи відносяться запаси, на основі яких проведена попередня геолого–економічна оцінка (ГЕО–2) їх промислового значення. Матеріали ГЕО–2 у вигляді техніко–економічної доповіді (ТЕД) повинні бути апробовані ДКЗ України або замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт по подальшому вивченню і використанню цих запасів;

- До третьої групи відносяться запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого–економічна оцінка (ГЕО–3) можливого промислового значення перспективної ділянки для відкриття покладів метану. Матеріали у вигляді техніко–економічних міркувань (ТЕМ) повинні бути схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

За промисловим значенням запаси газу вугільних родовищ розподіляються на групи:

- балансові запаси, які на момент оцінки згідно з техніко–економічними розрахунками можна ефективно видобувати і використовувати;

- умовно балансові запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових запасів, але з різних причин не можуть бути використані на момент оцінки;

- позабалансові запаси, видобуток і використання яких на момент оцінки є економічно недоцільними, але в майбутньому вони можуть стати об'єктом промислового значення.

Умовно балансові і позабалансові запаси при обліку в статистичних формах (державний баланс запасів та ін.) враховуються, як правило, сумарно.

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

- для видобувних запасів – рентабельність виробничої діяльності газовугільного підприємства (промислу), що проектується, визначена ДКЗ, перевищує ставку рефінансування Національного банку за умови раціонального використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

- для важко видобувних запасів – рентабельність виробничої діяльності газовугільного підприємства (промислу), що проектується, визначена ДКЗ, не перевищує ставки рефінансування Національного банку за умови раціонального

використання технічних засобів і технологій та дотримання вимог щодо охорони надр і навколишнього природного середовища;

– для дотаційних запасів – ефективність видобутку і використання корисних копалин газовугільним підприємством (промислом), що проектується, визначена ДКЗ, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Важко видобувні та дотаційні запаси газу (метану) обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

Ресурси газу (метану) перспективні і прогностні, кількісна та економічна оцінка яких проводиться за припущеними параметрами, в повному обсязі (загальні ресурси) належать до групи, промислового значення якої не визначено. Ця група ресурсів у відповідності з міжнародними вимогами використовується для обліку кількості газу, який може бути залучений для пошуків та розвідки. Для визначення економічної доцільності подальших пошукових і прогностно–пошукових робіт та розрахунку їхнього промислового значення при складанні початкової геолого–економічної оцінки (ТЕМ) в загальних ресурсах (запасах) може виділятися їх видобувна частина. Ця частина ресурсів (запасів) використовується тільки на галузевому рівні підприємств, які причетні до геологорозвідувальних робіт. Виконання ЧЕС, ТЕО повинні проводити спеціалізовані геологічні підприємства та науково–дослідні інститути, які спеціалізуються на вивченні газонасиченості, проведенні геолого–економічної оцінки, розробці та використанні метану вугільних родовищ.

Розподіл запасів і ресурсів метану на класи відповідно до **Міжнародної рамкової тримірної класифікації**.

Запаси і ресурси метану, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступеня техніко–економічного та геологічного вивчення, розподіляються на класи, які ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду. В цьому коді одиницям відповідають групи запасів і ресурсів за ступенем геологічного вивчення, десяткам – за ступенем техніко–економічного вивчення і сотням – за промисловим значенням.

Всього по метану виділяється 9 класів різних рівнів вивченості запасів і ресурсів метану об'єктів геологорозвідувальних робіт відповідно таблиці 10.2.

Класи під кодом 121 та 122, які об'єднують балансові запаси, що економічно попередньо оцінені.

Клас 211 включає умовно балансові запаси, які розвідані та детально економічно оцінені.

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

До класів 332, 333 відносяться попередньо розвідані запаси та перспективні ресурси, що вперше економічно оцінені і промислове значення їх не визначено.

Таблиця 2. - Розподіл запасів і ресурсів метану на класи

| Групи запасів                                |                                           |                                   | Категорії запасів (ресурсів)   |                                |                                | Код класу |
|----------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------|
| за промисловим значенням                     | за ступенем техніко–економічного вивчення | за ступенем геологічного вивчення | газові родовища                | газовугільні родовища          |                                |           |
|                                              |                                           |                                   | газ                            | вугілля                        | газ (метан)                    |           |
| Балансові запаси(1..)                        | ГЕО–1 (.1.)                               | розвідані запаси (..1)            | A+B+C <sub>1</sub>             | A+B+C <sub>1</sub>             | C <sub>1</sub>                 | 111       |
|                                              | ГЕО–2 (.2.)                               | розвідані запаси (..1)            | C <sub>1</sub>                 | B+C <sub>1</sub>               | C <sub>1</sub>                 | 121       |
|                                              | ГЕО–2 (.2.)                               | попередньо розвідані запаси (..2) | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | 122       |
| Умовно балансові та забалансові запаси (2..) | ГЕО–1 (.1.)                               | розвідані запаси (..1)            | A+B+C <sub>1</sub>             | A+B+C <sub>1</sub>             | C <sub>1</sub>                 | 211       |
|                                              | ГЕО–2 (.2.)                               | розвідані запаси (..1)            | C <sub>1</sub>                 | B+C <sub>1</sub>               | C <sub>1</sub>                 | 221       |
|                                              | ГЕО–2 (.2.)                               | попередньо розвідані запаси (..2) | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | 222       |
| Промислове значення не визначене (3..)       | ГЕО–3 (.2.)                               | попередньо розвідані запаси ..2)  | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | C <sub>2</sub>                 | 332       |
|                                              | ГЕО–3 (.3.)                               | перспективні ресурси (..3)        | C <sub>3</sub>                 | P <sub>1</sub> ,P <sub>2</sub> | C <sub>3</sub>                 | 333       |
|                                              | ГЕО–3 (.3.)                               | прогнозні ресурси (..4)           | Д <sub>1</sub> ,Д <sub>2</sub> | P <sub>3</sub>                 | Д <sub>1</sub> ,Д <sub>2</sub> | 334       |

## 6. Вимоги до підрахунку запасів та оцінки перспективних ресурсів метану вугільних родовищ

Підрахунок запасів та оцінка перспективних ресурсів газу проводиться на визначену дату згідно з вимогами "Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр України (1997, 2004 р. м. Київ), якою передбачається визначення:

– загальних запасів (ресурсів) вільного, сорбованого і розчиненого газу (метану), що виявлені і підраховані або очікуються на місці залягання за даними геологічного вивчення;

– балансових запасів, що є часткою загального обсягу запасів (ресурсів) газу (метану), видобуток і використання яких є економічно доцільними за умови раціонального використання сучасних техніки і технології та дотримання вимог до охорони надр і природи. При розподілі запасів (ресурсів) вуглеводнів на групи за промисловим значенням тільки ця частка загальних запасів (ресурсів) належить до балансових.

В основу вимог до підрахунку запасів і оцінки ресурсів газу (метану) покладена нова концепція геолого–технологічної оцінки його як основної корисної копалини, яка згідно Закону України відноситься до альтернативних

видів палива, видобуток їх потребує застосування новітніх технологій, які не використовуються для видобутку традиційних видів палива.

При геолого–промисловій оцінці газоносності вугільних родовищ їх слід розглядати як метановугільні, розробку яких належить проводити з обов'язковим, технологічно необхідним вилученням і використанням метану, та розглядати як комплексні родовища, в межах яких вугілля і метан є основними корисними копалинами. Метан при цьому може оцінюватися як основна та самостійна корисна копалина, а її видобуток здійснюється незалежно від розробки вугільних пластів або як супутня корисна копалина, вилучення якої технологічно необхідне для здійснення безпечного видобутку основної корисної копалини – вугілля.

Оцінка метану як корисної копалини, підрахунок його запасів та перспективних ресурсів залежать від:

- геологічної будови вугільного родовища та форм знаходження метану у вугленосних відкладах;
- масштабу покладів (скупчень);
- практичної і соціальної (для безпеки видобутку) потреб;
- технологій вилучення та використання метану;
- доступності освоєння метану вугільних родовищ;
- економічної і екологічної доцільності видобутку та використання метану.

Вплив цих факторів змінюється з часом. Тому оцінка метану як корисної копалини у вугільних родовищах повинна здійснюватись як з позицій сьогодення, так і з прогнозних позицій, що враховують можливості і перспективи вдосконалення існуючих технологій видобутку метану з вугленосних відкладів, так і створення нових.

Обґрунтування і критерії для підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) на вугільних родовищах залежать від направленості, цільового призначення підрахунку їх запасів та оцінки як супутньої або основної корисної копалини.

Критерії для підрахунку запасів, оцінки ресурсів вуглеводних газів у покладах сорбованого метану у вугільних пластах і в покладах (скупченнях) вільних газів принципово відмінні. У зв'язку з цим виникає необхідність окремого виділення критеріїв для підрахунку запасів газу як по видах корисної копалини (супутньої чи самостійної) так і для зазначених типів покладів сорбованого газу вугільних пластів, скупчень вільних газів у вміщуючих породах, розчинених газів в підземних водах, а також вільних газів техногенних утворень розвантаженого від гірського тиску масиву.

Метан, який підлягає економічно та екологічно доцільному видобутку вуглегазовим промислом, оцінюється і підраховується в пластах вугілля різного ступеня вуглефікації (від марки Д до марки П), з показником відбиття від 0.5 до 2.0 в імерсії, при метаноносності пластів більше 10 м<sup>3</sup>/т.с.б.м.

Оцінка запасів та ресурсів метану як основної корисної копалини.

Найперспективнішим для видобутку метану є малозольне вугілля. Вугільні пласти при зольності 40 % погано піддаються технологічній стимуляції

газовіддачі, видобуток метану стає складним, малodeбiтним та нерентабельним. Тому підрахунки запасів метану необхідно здійснювати лише у пластах із зольністю не вище 35 %.

Підрахунок ресурсів (запасів) метану доцільно здійснювати до глибини 1800м., що доцільно, як з позицій ув'язки з глибинами підрахунків ресурсів (запасів) вугілля, а також з тим що нижче цих глибин вугільні пласти практично вже не піддаються гідророзриву.

З огляду на поширення в Донбасі пластів з балансовими запасами вугілля пропонується підраховувати запаси метану у вугільних пластах потужністю більш 0.8 м (по сумі вугільних пачок). Підрахунок й обліку підлягають балансові і забалансові запаси метану при наявності його в надрах без відрахування витрат, пов'язаних з розробкою покладів газу.

Ресурси (запаси) метану у вугільних пластах та вуглевміщуючих породах оцінюються і підраховуються:

- на полях діючих вугільних шахт та тих що споруджуються (при здійснюваній чи намічуваній дегазації - у цьому випадку запаси метану як самостійної і як супутньої корисної копалини будуть співпадати); відсутність технологічної необхідності шахтної дегазації не виключає доцільність вуглегазового промислу;

- на детально або попередньо розвіданих та вугленосних ділянках, що розвідуються;

- на пошуково–оціночних вугленосних площах.

Об'єкти, площі, границі і глибини підрахунку запасів метану у вугільних пластах для оцінки перспектив його самостійного видобутку установлюються геологічними та технічними завданнями замовників – організацій, що здійснюють чи планують видобуток метану з вугільних родовищ.

#### Оцінка запасів та ресурсів метану як супутньої корисної копалини.

Відповідно до діючих вимог як супутня корисна копалина може розглядатися лише метан вугільних пластів та вуглевміщуючих порід, що підлягає шахтній дегазації та знаходиться в зоні необхідного і технологічно можливого вилучення його засобами шахтної дегазації (свердловинами підземного і наземного буріння) при видобутку основної корисної копалини – вугілля з наступним використанням каптованого газу. Запаси (ресурси) такого метану підлягають оцінці та підрахунку. Оцінюється також метан в неробочих вугільних пластах, пластах-супутниках, вуглевміщуючих породах, які залягають в зоні дегазації яка проектується.

Ресурси (запаси) метану підраховуються відповідно до встановлених кондицій одночасно з підрахунком запасів вугілля на розвіданих ділянках і шахтних полях по спеціальних програмах і тематичних завданнях. Доцільність підрахунку ресурсів (запасів) метану встановлюється при техніко–економічному обґрунтуванні постійних кондицій для підрахунку розвіданих запасів вугілля.

До оцінки ресурсів (запасів) вуглеводневих газів як супутньої копалини формально включається вся сума їх компонентів у надрах хоча реальною

супутньою копалиною з вуглеводневих газів, що сорбовані у вугіллі та розсіяні у вміщуючих породах, практично є метан.

Графічною основою підрахунку запасів метану у вугільних пластах служать гіпсометричні плани підрахунку запасів вугілля по пластах, карти і розрізи прогнозу газоносності вугільних пластів, на які наносяться контури здійснюваної, намічуваної чи в перспективі необхідної (по газовому показнику) дегазації, а також графіки наростання метаноносності вугілля із глибиною.

Основними критеріями промислової значимості метану, що попутно вилучається, є: технологічна необхідність і можливість дегазації вугільних пластів на родовищі, шахтному полі (розвідницькій ділянці), кількість і якість каптованого газу відповідно до здійснюваної чи намічуваної схеми дегазації, можливість його зниження відповідно до правил безпеки робіт, економічні показники використання попутно добутого метану.

Перспективними для видобутку і використання метану є поля діючих і споруджуваних шахт, на яких здійснюється, чи проектується, намічається дегазація (завчасна, попередня, випереджальна і т.д.), а також розвідані площі (ділянки), де за умовами метаноносності вугільних пластів вилучення метану засобами шахтної дегазації (підземними чи наземними свердловинами) буде технологічно необхідною.

Об'єктами підрахунку ресурсів (запасів) є поклади (скупчення) сорбованого метану, що задовольняють вище викладеним вимогам до них як супутній корисній копалині:

- метан, який знаходиться в робочих (по потужності) пластах кам'яного вугілля з метаноносністю понад  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  вугілля, а також у пластах антрацитів з метаноносністю понад  $17\text{--}20 \text{ м}^3/\text{т}$ ;

- метан, який знаходиться у неробочих (некондиційних по потужності і зольності) пластах, що залягають у зоні діючої, запланованої чи перспективно намічуваної (по газоносності робочих пластів) шахтної дегазації (наземними чи підземними свердловинами);

- у малопотужних прошарках вугілля (до  $0,1 \text{ м}$ ), у вуглистих і безвугільних породах оцінюються тільки прогнозні ресурси метану як супутньої корисної копалини.

Границями підрахунку ресурсів (запасів) метану в розрізі товщі приймаються інтервали (контури), в межах яких вилучення метану при розробці вугільних пластів технологічно необхідно і можливо, а використання метану економічно й екологічно виправдано. Контури дренального впливу скважинних дегазаційних шахтних систем (діючих чи тих що намічаються), систем розробки пластів, способів і систем їхньої дегазації, які встановлюються за аналогією з діючими. При відсутності проектних рішень, перспективних проробок по постановці намічуваних робіт, границі підрахунку запасів метану встановлюються в ТЕО кондицій по досвіду робіт з урахуванням геолого-структурних особливостей родовища (шахтного поля розвіданої ділянки), його вугленосності, положення

вугільних пластів у розрізі дегазації на шахтних полях і розвіданих ділянках. Інтервали дегазації розрізу вугленосної товщі запасів (ресурсів) приймаються по величинах підробки і надробки вугільних пластів, у межах яких звичайно і проводиться дегазація пластів. Підрахунок ресурсів (запасів) метану не проводиться в пластах кам'яного вугілля з метаносністю менш  $10 \text{ м}^3/\text{т}$ , антрацитів з метаносністю менш  $17\text{--}20 \text{ м}^3/\text{т}$ , а також у пластах суперантрацитів, незалежно від глибини їхнього залягання, оскільки газобезпечність розробки таких пластів забезпечується тільки вентиляцією (без дегазації). Підрахунок ресурсів (запасів) також не проводиться, якщо вилучення метану технічно нездійснено, економічно недоцільно чи не викликається технологічною необхідністю для здійснення безпечного видобутку вугілля.

Вихідними даними для підрахунку ресурсів (запасів) метану є:

- запаси (ресурси) вугілля по горизонтах, ділянках і пластах у межах (інтервалі) підрахунку газу (тобто в контурах дегазації яка намічається);
- показники природної метаносності ( $\text{м}^3/\text{т}$  вугілля) пластів по горизонтах і ділянках, прийняті за результатами випробування і рекомендовані в геологічних звітах для проєктованих розрахунків очікуваної метановості гірничих виробок;
- показники метаносності газоносних пісковиків;
- показники метаносності невипробуваних пластів приймаються за аналогією із суміжними чи зближеними вивченими пластами (з урахуванням ступеня вуглефікації вугілля).

Стан, планування і перспективи розвитку дегазаційних робіт на площах перспективних для вилучення та утилізації вуглеводневих газів визначаються за досвідом роботи діючих суміжних шахт за проєктами будівництва нових та реконструкції старих шахт, за ТЕО постійних кондицій шахтних полів та ділянок, які розвідані, а також за прогнозою геологічною оцінкою перспектив промислової дегазації у шахтах, що проєктуються або будуть будуватись в майбутньому, на основі:

- визначення кількісних характеристик газоносності вугільних пластів, їх змін за площею та на глибину;
- показників вуглефікації вугілля, що визначають характерні особливості газоносності, її граничні значення, спрямованість та інтенсивність змін за площею та на глибину;
- вивчення структурних особливостей шахтних полів, окремих ділянок і площ, що зумовлюють межі розвитку гірничих робіт та зростання газоносності.

При оцінці економічної ефективності використання попутньо видобутого метану варто враховувати тільки витрати, безпосередньо зв'язані з будівництвом газопроводу й експлуатацією паливних комплексів (котелень). Витрати на проведення дегазації (завчасної, попередньої або випереджальної) повинні відноситись на вартість видобутого вугілля, оскільки дегазація є необхідною технологічною частиною процесу вуглевидобутку і диктується вимогами дотримання безпечного ведення гірничих робіт. Крім того належить врахувати

пільги, передбачені міжнародними угодами за скорочення надходження метану в атмосферне повітря, як одного з парникових газів.

Ресурси (запаси) метану в контурах (границях) наміченої чи здійснюваної дегазації підраховуються в розвіданих балансових і забалансових запасах вугілля по пластах (чи їх частинах), виключених з підрахунку запасів вугілля по параметрах потужності пластів і зольності вугілля.

Окремі положення та критерії оцінки запасів (ресурсів) вільного метану у скупченнях (покладах) вугільних родовищ.

Метан у вільних скупченнях вугільних родовищ необхідно розглядати як самостійну або супутню копалину. Рентабельність видобутку метану з таких скупчень залежить, передусім, від глибини їх залягання, характеру покладів, величини запасів, вимог споживача, кон'юнктури ринку, тощо.

По фактичним матеріалам, у вугільних родовищах скупчення вільного газу є не тільки дрібними і малодобітними, але належать, як правило, до типу покладів дуже складної будови. Ці обставини служать причиною того, що газові скупчення на вугільних родовищах найчастіше не мають самостійного промислового значення. В той же час супутня розробка на одній площі (ділянці, структурі) покладів сорбованого метану у вугільних пластах і скупчень вільних газів у вугленосній товщі підвищує технологічні можливості, збільшує обсяг вилучення з надр, поліпшує економічну доцільність видобутку метану, що робить більш раціональну комплексну розробку метановугільного родовища.

Поклади вільного газу можуть бути промисловими (крупномасштабними) і не промисловими (дрібномасштабними), що не рентабельні для газової промисловості. Перші оцінюються та розробляються за методиками і технологіями, традиційними для газових родовищ, другі – залежно від розрахункової рентабельності його видобутку.

Перспективи і можлива організація освоєння скупчень вільних газів повинна оцінюватися з наступних позицій:

- як промислові поклади самостійної корисної копалини (більш 0,1–0,3 млрд. м<sup>3</sup> газу), що представляють промислове значення для традиційного нафтогазового промислу при дебітах свердловин більш 20 тис. м<sup>3</sup>/добу, а в промислово–освоєних районах – більш 5 тис. м<sup>3</sup>/добу;

- скупчення вільних вуглеводних газів як самостійної корисної копалини (менш 0,1-0,3 млрд. м<sup>3</sup> газу), що включаються в супутню розробку на площах комерційного самостійного видобутку метану з вугільних пластів вуглегазовим промислом;

- скупчення вільних вуглеводних газів як супутньої корисної копалини (менш 0,1-0,3 млрд. м<sup>3</sup> газу), що вилучається для забезпечення безпечного видобутку вугілля за рахунок засобів шахт.

Оцінка перспектив видобутку метану з промислових покладів вільних газів входить у сферу діяльності й у прерогативи нафтогазового (традиційно газового) промислу.

Вуглеводневі поклади вільного газу в породах (на відміну від газів вугільних пластів) можуть і повинні розглядатись як супутня копалина, скупчення, якої знаходяться на значних відстанях (до 1 і більше одного км) від вугільних пластів, що розробляються, контурів їх розробки, зон дренування вугленосної товщі дегазаційними системами, спрямованими на вугільні пласти та вміщуючи породи. Вільні гази таких скупчень можуть активно впливати на шахтну атмосферу по розривним порушенням, природним та експлуатаційним тріщинам, що проникли в породи при зміні стану гірничого масиву під впливом на нього підземних виробок, і тому підлягають обов'язковому вилученню різними методами та способами дегазації.

## **7. Методики підрахунку ресурсів (запасів) метану вугільних родовищ**

Оцінка кількості та якості газу (метану) вугільних родовищ проводиться в залежності від можливих напрямків його використання в народному господарстві згідно до затверджених кондицій, вимог діючих державних і галузевих стандартів, технічних умов і з урахуванням технології їхнього видобутку, що забезпечує комплексне використання.

Запаси та ресурси метану у вуглегазових родовищах підраховуються на наступних площах:

- на полях діючих шахт та тих, що будуються;
- на резервних ділянках для нового шахтного будівництва (група «а») та реконструкції шахт (група «б»);
- на ділянках, що розвідуються та перспективних для розвідки ділянках.

З урахуванням специфіки вугленосних покладів виділяються різні джерела знаходження газу (метану):

- вугленосні пласти робочої та неробочої потужностей розвіданих ділянок поза межами шахтних полів; видобуток з них метану як самостійної корисної копалини здійснюється безшахтним способом за допомогою поверхневих свердловин;

- вугленосні породи покрівлі та підшви робочих пластів з пластами–супутниками, що розвантажуються від гірничого тиску за рахунок видобутку шахтами вугілля; вилучення газу з цього джерела здійснюється лише попутно з вуглевидобутком за допомогою як підземних, так і наземних дегазаційних свердловин та дегазаційних систем;

- невеличкі скупчення та пастки вільного газу в структурах вуглевміщуючих порід, де метан знаходиться в легкорухливому стані, що дозволяє видобувати його звичайним газопромисловим методом. При значних запасах газу видобуток можливо здійснювати автономно за допомогою поверхневих свердловин. При малих запасах газу це джерело може служити об'єктом супутнього шахтного видобутку;

- водонасичені піщані горизонти вугленосних відкладів;
- техногенні утворення в гірничих виробках.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) в кожному джерелі його знаходження має свої способи, прийоми і особливості обрахування відповідно діючих нормативних документів та методичних посібників.

Розробці (дегазації) підлягає весь гірничий масив в межах проектного інтервалу–розрізу, який включає вугільні пласти, пропластки та вуглевміщуючі породи. Газ (метан) в такому масиві знаходиться в різних формах, кількостях та якостях, що вимагає різних методів вивчення та підходів до вилучення метану. Оцінювати запаси газу (метану) в кожному джерелі його знаходження недоцільно, досить визначити їх загальні запаси (ресурси), які при вивченні та освоєнні вугільного родовища визначаються по різному в залежності від стану гірничого масиву – не розвантаженого або розвантаженого від гірського тиску.

В не розвантаженому від гірського тиску вуглепородному масиві підраховуються загальні запаси (ресурси) метану за їх наявністю на місці знаходження та балансові запаси його, визначені відповідно до технологічних розрахунків, що проводяться на підставі результатів дослідно-промислової розробки (дегазації) покладів (скупчень) метану а також в залежності від можливих напрямків використання метану в народному господарстві згідно до затверджених кондицій, вимог діючих державних і галузевих стандартів, технічних умов і з урахуванням технології їхнього видобутку і використання.

Ресурси газу (метану) вугільних родовищ в цілістному (не розвантаженому від гірського тиску) масиві являють собою обсяги його в межах інтервалу що проектується, який включає вугільні пласти робочої та неробочої потужностей, малопотужні пласти-супутники та породи, що вміщують вугілля. Підрахунок загальних ресурсів (запасів) газу (метану) цього масиву проводиться за формулою:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{В}} + Q_{\text{СП}} + Q_{\text{П}}, \quad (1)$$

де:  $Q_{\Gamma}$  – загальні ресурси (запаси) газу (метану) на площі що оцінюється, млн. м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{В}}$  – ресурси (запаси) газу (метану) у вугільних пластах, млн. м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{СП}}$  – ресурси метану в пластах-супутниках потужністю  $>0,1$  м, млн. м<sup>3</sup>;  $Q_{\text{П}}$  – ресурси газу (метану) в породах, вміщуючих вугільні пласти, млн. м<sup>3</sup>.

Балансові запаси (промислові ресурси) метану вугільних родовищ ( $Q$ ) в не розвантаженому від гірського тиску масиві відповідно визначаються:

$$Q = R_{\Gamma} \times Q_{\Gamma}, \quad (2)$$

де:  $Q_{\Gamma}$  – загальні ресурси (запаси), млн.  $\text{м}^3$ ;  $R_{\Gamma}$  коефіцієнт рентабельного вилучення метану, який визначається при проведенні дослідно–промислової розробки (дегазації) покладів (скупчень) метану або приймається по аналогії.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) метану у робочих вугільних пластах.

Геологічну основу оцінки ресурсів (запасів) метану у вугільних пластах робочої потужності складають:

- дані з тектоніки, літології, катагенезу, вугленосності продуктивних товщ, якості вугілля, їх запаси та ресурси станом на час складання геологічного звіту по площі;

- загальні закономірності розподілу природних газів в масиві, кількісні характеристики газоносності вугільних пластів, одержані в процесі пошуково-розвідувальних робіт і розробки вугільних родовищ відповідно діючих керівництв та методик [1], зміни газоносності пластів з глибиною залягання та по площі.

Вихідними даними для підрахунку запасів (ресурсів) метану є:

- площа розповсюдження і потужність вугільних робочих і неробочих пластів;

- запаси (ресурси) вугілля по пластах та по шахті (ділянці) в цілому;

- дані технічного аналізу вугілля;

- показники природної метаносності та метаноемності вугільних пластів, прийняті за даними комплексу методів вивчення.

Графічною основою підрахунку ресурсів (запасів) метану у вугільних пластах служать:

- гіпсометричні плани підрахунку запасів (ресурсів) вугілля по пластах;

- узагальнені літолого-стратиграфічні розрізи, типові для оцінюваних ділянок;

- геологічні розрізи з даними газоносності вугільних пластів і ізогазами;

- графіки наростання метаносності і метаноемності з глибиною та ін.

За нижню межу газоносності вугілля для підрахунку ресурсів (запасів) газу береться значення  $10 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$  на підставі необхідності ведення дегазації шахт при вищих значеннях.

Для антрацитів ця межа дорівнює  $17\text{--}20 \text{ м}^3/\text{т с.б.м.}$

Мінімальна потужність робочих вугільних пластів приймається відповідно до затверджених кондицій.

Ресурси (запаси) метану у вугільних пластах кондиційної потужності розраховуються окремо для балансових і забалансованих запасів вугілля, виходячи з газоносності пласта і запасів вугілля, що оцінюються з урахуванням даних технічного аналізу та значень газоносності, приведених до стандартних умов (газовий тиск –  $0,1 \text{ МПа}$ , температура –  $(t^0) + 20^{\circ}\text{C}$ ) за наступною формулою:

$$Q_{\text{В}} = \frac{X \times P_{\text{В}} \times 100 - (A^{\text{д}} + W^{\text{а}})}{100}, \quad (3)$$

де:  $Q_B$  – ресурси (запаси) метану у робочих пластах, млн.  $m^3$ ;  $X$  – середнє значення газоносності в блоці чи у пласті в цілому;  $P_B$  – запаси (ресурси) вугілля, тис.т;  $A^d$  – середньопластова зольність вугілля, %;  $W^a$  – аналітична вологість вугілля, %.

Газоносність в блоці визначається як середньоарифметичне або шляхом накладання карт газоносності на гіпсоплани підрахунку запасів вугілля по пластах або блоках, що оцінюються.

За умов відносно стабільних значень газоносності (зміни їх з глибиною і по площі не перевищують  $10 m^3/t$  с.б.м) оцінка ресурсів (запасів) газу проводиться в цілому по пласту, шахтному полю чи тектонічній структурі при прийнятій середній величині газоносності.

В умовах значної зміни зольності вугілля чи газоносності (більш  $10 m^3/t$  с.б.м) можлива оцінка по геологічних блоках при максимальному сполученні з границями блоків оцінки запасів вугілля.

Якщо неможливе виділення блоків, проводиться оцінка ресурсів (запасів) на всю площу чи структуру з використанням середнього, визначеного графоаналітичним методом.

Загальні ресурси (запаси) метану на шахтному полі чи розвіданій ділянці оцінюються, як сума запасів всіх блоків та пластів.

Значення газоносності, що використовуються для підрахунку запасів (ресурсів), а також підраховані запаси метану необхідно приводити до стандартних умов ( $0,1$  МПа,  $t^0 +20^{\circ}C$ ) з використанням поправок на температуру –  $t$  і на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта.

Методика підрахунку ресурсів метану в пластах вугілля неробочої потужності та в пластах–супутниках.

Об'єми метану в пластах вугілля неробочої потужності та в пластах–супутниках віднесено до категорії ресурсів через те, що газоносність їх частіше всього залишається не вивченою і приймається на рівні такої, яку має найближчий робочий пласт. Крім того, цілеспрямований видобуток метану з них частіше за все є недоцільним.

Оцінку ресурсів газу в неробочих тонких пластах і пропластках доречно проводити в контурах діючої або перспективної (майбутньої) дегазації запасів вугілля, оскільки видобуток газу з них починається лише в процесі відпрацювання пластів робочої потужності, коли створюється техногенна тріщинуватість.

Потужність пластів і пропластків приймається від  $0,1$  м до мінімальної робочої. Вона визначається по типовій (або зведеній) літолого–стратиграфічній колонці і приймається з поправочним коефіцієнтом  $0,5$ , який враховує невитриманість пластів–супутників по площі.

Зарубіжний досвід цілеспрямованого видобутку вугільного метану свідчить про те, що за мінімальну потужність пропластків потрібно приймати значення  $0,3$ м.

Таким чином, при підрахунку ресурсів газу пластів–супутників для умов супутнього видобутку метану з них за мінімальну величину потрібно приймати 0,1м, а при самостійному видобутку – 0,3 м.

Методика підрахунку ресурсів метану у пластах–супутниках аналогічна, пластам робочої потужності, тобто запаси (ресурси) вугілля в них перемножуються на газонасиченість.

Запаси вугілля в пластах–супутниках визначаються об'ємним методом, тобто множенням середньої потужності супутника ( $m_{сп}$ ) на площу його поширення ( $S$ ) і на густину ( $\gamma$ ) за формулою:

$$P = S \times m_{сп} \times \gamma \quad (4)$$

Більш простим є метод підрахунку ресурсів метану у пластах–супутниках, через співвідношення сумарної потужності всіх супутників –  $m_{сп}$  (з урахуванням коефіцієнту на їх невитриманість – 0,5) до сумарної потужності пластів –  $M_p$ . Це співвідношення за рівних умов площ та газоносності дорівнює співвідношенню ресурсів метану у супутниках ( $Q_{сп}$ ) до запасів метану у робочих пластах – ( $Q_p$ ):

$$m_{сп} / M_p = Q_{сп} / Q_p \quad (5)$$

звідки:  $Q_{сп} = (m_{сп} / M_p) \times Q_p \quad (6)$

Величина  $m_{сп} / M_p = \lambda$  приймається з поправочним коефіцієнтом 0,5 для пластів–супутників потужністю 0,1 – 0,3 м, та з коефіцієнтом 1 – потужністю 0,3 м і більше.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) метану у вуглевміщуючих породах.

Методики кількісної оцінки ресурсів метану у вуглевміщуючих породах вибираються виходячи із способів його виявлення, вивчення та визначення.

Досконалішими, але й найскладнішими методиками оцінки газоносності порід є методика газових зйомок у виробках шахт та опробування герметичними кернагазонабірниками. Через відсутність останніх, на практиці беруться до підрахунку, головним чином, дані досліджень газоносності порід за допомогою газового каротажу та пластовипробувачів [1].

Об'єктами оцінки ресурсів метану у породному масиві вважаються:

- вуглевміщуючі породи, в яких метан знаходиться у межах перспективно можливої (або прийнятої) границі дегазації;
- вуглевміщуючі породи з газоносністю більше 5 м<sup>3</sup>/т породи, оскільки при низьких вмістах метан не піддається ефективному вилученню;
- безвуглисті породи з пониженою пористістю та проникністю і газоносністю більше 2 м<sup>3</sup>/т породи, якщо попередніми дегазаційними роботами на шахтах не доказане значне надходження метану із порід з меншою газоносністю.

Зарубіжний досвід цілеспрямованого видобутку вугільних газів показав, що навіть високозольне вугілля майже не віддає метан, тому підрахунок газу у вуглистих породах, за винятком пластів–супутників, проводити не доцільно.

Також недоцільно підраховувати ресурси газу у породах з низькими пористістю ( $< 5 \%$ ) і проникністю ( $< 0,001$  Мд), за винятком техногенних пасток.

Таким чином, підрахунок газів у породах, тобто оцінка їх ресурсів, можлива, починаючи з газоносності більше  $2 \text{ м}^3/\text{т}$  породи або нижче, якщо дегазаційними роботами на шахтах доказане значне виділення з них метану.

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

$$Q_{\Pi} = S \times m_{\Pi} \times \gamma_{\Pi} \times X_{\Pi} \times 10^{-6}, \quad (7)$$

де:  $Q_{\Pi}$  – ресурси газу у породах, млн.  $\text{м}^3$ ;  $S$  – площа ділянки,  $\text{м}^2$ ;  $m_{\Pi}$  – потужність вміщуючої товщі з урахуванням зон дегазації по покрівлі верхнього та нижнього пластів, м;  $\gamma_{\Pi}$  – щільність порід  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $X_{\Pi}$  – газоносність порід,  $\text{м}^3/\text{т}$ .

Гази, розчинені в пластових водах, не включаються в об'єкти оцінки з–за обмеженості їх кількості на сучасних і перспективних глибинах вуглевидобутку.

Методика підрахунку ресурсів (запасів) у скупченнях вільного газу.

У вугленосних товщах за наявності пасток можуть знаходитись скупчення вільного газу у вигляді різних за розміром покладів, частіше за все мікропокладів із обсягами газу від декількох сотень до десятків мільйонів кубометрів.

За граничні параметри покладів вільного газу, що підлягають вивченню, оцінці ресурсів і подальшому проведенню розробці (дегазації) та використанню, виходячи з їх можливої рентабельності, беруться наступні:

- малі поклади вільного газу, які можуть розглядатись як об'єкт самостійного вивчення, оцінки, видобутку і використання з об'ємами газу більше  $0,1$  млрд.  $\text{м}^3$  газу і дебітом його понад  $5$  тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$  та більше;

- найменші скупчення вільного газу, які можуть розглядатись лише як об'єкти супутнього пошуку, вивчення, видобутку і використання (або дегазації) з об'ємом газу від  $5$  млн.  $\text{м}^3$  до  $100$  млн.  $\text{м}^3$  і дебітом менше  $5$  тис.  $\text{м}^3/\text{добу}$ .

В обох випадках оцінка ресурсів (запасів) метану проводиться при допомозі об'ємного методу за відомою в нафтовій геології формулою:

$$Q_{\text{вс}} = S \times h \times m \times f (P_{\Pi a} - P_{k a_k}) \times K_{r \eta_T} \times 10^{-5}, \quad (8)$$

де:  $Q_{\text{вс}}$  – ресурси (запаси) метану, млн.  $\text{м}^3$ ;  $S$  – площа газового покладу в межах продуктивного контуру газоносності,  $\text{м}^2$ ;  $h$  – потужність пористої (продуктивної) частини газоносного пласта, м;  $m$  – коефіцієнт пористості, долі одиниці;  $P_{\Pi}$  – середнє значення газового тиску в покладі газу на дату розрахунку, МПа;  $P_k$  – кінцевий тиск газу, приймається на рівні  $0,1$ – $0,15$  МПа;  $a$ ,  $a_k$ ,  $f$  – стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта та

температуру [1];  $K_T$  – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням залишкової вологи, долі одиниці.

Залишкову водонасиченість –  $K_B$  (тобто величину зворотну до газонасиченості) визначають лабораторним шляхом чи за даними електрокаротажу.

$$K_T = 1 - K_B$$

$\eta_T$  – коефіцієнт вилучення газу із покладу (0,5–0,8) приймається з досвіду робіт в Донбасі або по аналогії.

За відсутності конкретних даних відповідно до «Методичного керівництва...» [1] ряд параметрів для оцінки запасів приймається умовно: середній пластовий тиск газу береться приблизно рівним гідростатичному; залишковий кінцевий тиск газу ( $P_K$ ) – 0,1–1,5 Па; коефіцієнт газонасиченості ( $K_T$ ), який дорівнює 0,5.

При оцінці запасів (ресурсів) вільного газу в традиційних пастках необхідні відомості про конкретну форму і границі покладу. В нетрадиційних пастках для орієнтовного визначення площі обмежуються площею розвитку різних 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 дала газ, а друга - воду, за формулою В.П. Савченка [1]:

$$h_T = h_{TB} \gamma_B - 100 (P_B - P_T) / (\gamma_B - \gamma_R) \quad (9)$$

де:  $h_T$  – перевищення відмітки точки заміру пластового тиску в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м;  $\gamma_B$  – густина води в пластових умовах, г/см<sup>3</sup>;  $\gamma_R$  – густина газу в пластових умовах, г/см<sup>3</sup>;  $h_{TB}$  – різниця висотного положення точок заміру пластового тиску газу, м;  $P_B$  – пластовий тиск води, МПа;  $P_T$  – пластовий тиск газу, МПа.

Якщо при опробуванні з одного інтервалу отримані вода і газ, то місцезнаходження ГВК умовно приймається в середині інтервалу. Місцезнаходження ГВК визначається також за геофізичними даними.

Ефективна газонасичена потужність пласта визначається на конкретній площі і дорівнює ефективній потужності колектора за винятком глинистих прошарків порід–колекторів (глинистих прошарків та ін.). За підрахунковий параметр береться середня ефективна потужність для скупчення, що оцінюється.

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

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

$$K = X/W \quad (10)$$

Максимальна газоємність  $W$  вугілля визначається таким чином: пікнометричним методом розраховується відкрита пористість  $\mu_{\text{відкр}}$ . Потім визначається закрита 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 ат (6-7 МПа). 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:

$$\mu = V (P_0 - P) / Pm \quad (11)$$

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:  $W = W_{\text{ВП}} + W_3$ .

Крім об'ємного методу, при підрахунку ресурсів (запасів) газу широко застосовується метод падіння 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 першу дату (з початку розробки) з газового покладу було видобуто  $Q_1$  об'ємів газу і тиск в покладі складав  $P_{г1}$ , а на другу дату (з початку розробки) було видобуто  $Q_2$  об'ємів газу і тиск в покладі дорівнював  $P_{г2}$ , то за період розробки від першої до другої дати на 0,1 МПа пониження тиску видобуток  $Q$  складав:

$$Q = (Q_2 - Q_1) / (P_{r2} - P_{r1}) \quad (12)$$

Залишкові ресурси (запаси) газу, що вилучаються на другу дату за методом падіння тиску з урахуванням поправок на відхилення від законів стану ідеальних газів  $d_1$  і  $d_2$  (відповідно для тисків  $P_1$  і  $P_2$ ), визначається з наступних співвідношень:

$$Q = (Q_2 - Q_1) P_2 d_2 / (P_1 d_1 - P_2 d_2) \quad (13)$$

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.

Таким чином, оцінка скупчень вільних газів у вміщуючих породах проводиться на будь-якій стадії розвіданості покладу об'ємним методом або за методом падіння тиску за наведеними вище формулами. 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,  $t = 20^\circ\text{C}$ ).

Порядок підрахунку запасів (ресурсів) метану.

Процес підрахунку складається з наступних операцій:

- уточнення границі підрахунку ресурсів (запасів) вугілля щодо площі, глибини та промислової категорії;
- ознайомлення з необхідною газогеологічною документацією: гіпсометричними планами пласта, планами підрахунку запасів вугілля, картами газонасиченості вугільних пластів, геологічними профілями та типовими літолого-стратиграфічними розрізами;
- особлива увага приділяється аналізу результатів вивчення газонасиченості вугілля та порід комплексом методів, оцінці їх достовірності та визначенню оптимальних значень газонасиченості по окремих підрахункових блоках і оцінюваних пластах в цілому;
- підготовка вихідних газогеологічних даних за формою типових таблиць;
- підрахунок запасів метану щодо блоків чи в цілому по оціночних пластах та оформлення їх в табличній формі.

Порядок підрахунку ресурсів (запасів) метану такий:

- замірюють площі окремих підрахункових блоків чи площі окремо кожного оцінюваного пласта, починаючи з умовної ізолінії (ізогази) –  $7,0 \text{ м}^3/\text{т}$  с.б.м. і закінчуючи нижньою границею підрахунку запасів вугілля;
- дані щодо площі кожного блоку, корисної потужності пласта в блоці, а також газонасиченості заносяться у таблиці.

Ресурси (запаси) вугілля у кожному блоці (чи пласті в цілому) розраховують за формулою:

$$P = S \times m \times \gamma \quad (14)$$

Оскільки активною речовиною, що генерує і утримує метан у вугіллі, є органічна речовина (ОР), при підрахунку запасів газу у вугіллі необхідно вилучити золу та вологу, або визначити так званий коефіцієнт беззольності за формулою:

$$K_6 = 100 \times (W^a + A^d) / 100 \quad (15)$$

де:  $W^a$  – волога аналітична, %;  $A^d$  – зольність вугілля, %.

З урахуванням останнього підраховуються ресурси (запаси) метану у вугільному блоці (чи пласті) за формулою:

$$Q_{6л} = 0,001 \times P \times X \times K_6 \quad (16)$$

де  $Q_{6л}$  – ресурси (запаси) газу в блоці підрахунку вугілля, млн.  $m^3$ ;  $P$  – запаси (ресурси) вугілля в блоці, тис. т;  $K_6$  – коефіцієнт беззольності, долі одиниці;  $X$  – середнє значення газонасності в блоці чи по пласту в цілому в  $m^3/t.c.b.m.$

Загальні ресурси (запаси) метану кожного комісійного пласта складаються з сум ресурсів (запасів) метану усіх блоків.

При підрахунку ресурсів (запасів) метану з урахуванням пластів–супутників із зведеної літолого–стратиграфічної колонки та результатів вивчення вугленосності вибирають та заносять до табл. середні значення корисної потужності кожного з пластів, включаючи найбільш типові значення пластів–супутників.

Підраховується загальна кількість пластів кондиційної потужності та їх сукупна потужність –  $M_p$ , загальна потужність усіх супутників товщиною 0,1 м і більше (в т. ч. окремо – супутників товщиною  $> 0,3$  м), що знаходяться у покрівлі та підшві робочих пластів та потрапляють у зону розвантаження від гірничого тиску та виконання дегазації –  $m_{сп}$ .

З урахуванням зон можливої деформації порід над першим (верхнім) вугільним пластом (150–180 м) і нижче останнього – (50–60 м) визначається потужність та стратиграфічний інтервал вугленосної товщі, що оцінюється.

З відповідних розділів геологічного звіту або результатів теханалізу вугілля вибирають дані робочої вологи, зольності та ступеня вуглефікації вугільних

пластів (за об'ємним виходом летких –  $V_{daf}$  або відбивної здатності вітриніту  $R_o$  у імерсійному маслі.

Також за даними звіту для кожного пласта наводять дані запасів вугілля з урахуванням категорії промислового значення.

З урахуванням глибини метанової зони на підставі детального аналізу результатів газоносності та метаноємності кожного пласта визначають найбільш оптимальні (достовірні) середні значення газоносності, що приймаються як базисні для підрахунків запасів та ресурсів.

Перемножуючи прийняте значення газоносності на величини ресурсів (запасів) вугілля, визначають ресурси (запаси) метану у пластах кондиційної потужності.

Для оцінки ресурсів метану у пластах-супутниках визначається їх загальна потужність ( $m_{cn} > 0,1 \text{ м}$ , в т. ч.  $m_{cn} > 0,3 \text{ м}$ ) – у 200 – метрових інтервалах порід (150 м – у покрівлі, 50 м – у підшві), вміщуючих кожен кондиційний пласт. Визначаються коефіцієнти співвідношення цих потужностей відносно потужності кожного кондиційного пласта (або загальної потужності всіх пластів, що оцінюються):

$$\lambda_1 = \Sigma m_{cn>0.1m} / M_p; \quad (17)$$

$$\lambda_2 = \Sigma m_{cn>0.3m} / M_p \quad (18)$$

За умов рівності газоносності пластів–супутників й кондиційних пластів та їх площ розповсюдження коефіцієнт співвідношення потужностей дорівнює співвідношенню ресурсів газу в пластах–супутниках ( $Q_{cn}$ ) до ресурсів (запасів) газу в кондиційних пластах ( $Q_p$ ), тобто

$$\lambda = m_{cn} / M_p = (\Sigma Q_{cn} / \Sigma Q_b) \quad (19)$$

$$\text{звідки} \quad Q_{cn} = m_{cn} / M_p \times Q_p = \lambda_1(\lambda_2) \times Q_b \quad (20)$$

Таким чином, ресурси метанових газів у пластах-супутниках розраховуються шляхом множення коефіцієнтів співвідношення потужностей на запаси газу в робочих пластах.

Загальні обсяги метану всієї вугільної товщі складаються з суми ресурсів (запасів) газу в робочих пластах та ресурсів у пластах–супутниках.

## **8. Підготовленість родовищ (покладів) метану до промислового освоєння**

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

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

Вугільні родовища газу (метану) вважаються підготовленими до проведення розвідувальних робіт, якщо ступінь їх геологічного і техніко–економічного вивчення забезпечує можливість визначення наявності метану, очікуваних розмірів покладів та їхньої геологічної будови, технологічних властивостей і гірничо–геологічних умов розповсюдження (залягання) газу; гірничо–технічних, екологічних та інших умов видобутку та використання з детальністю, достатньою для визначення оцінки їх промислового значення.

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

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

Встановлено обсяги загальних запасів і ресурсів метану у межах родовища (покладу) згідно зі ступенем їхнього геологічного вивчення; запасів і ресурсів розташованих поруч родовищ, які не розробляються, але враховуються під час проектування видобувного підприємства для визначення можливих перспектив його розвитку.

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

Визначені і оцінені небезпечні екологічні фактори, які впливають або можуть вплинути на стан довкілля під час розвідки розробки та первісної підготовки сировини, видалення відходів, а також розроблений раціональний комплекс заходів щодо охорони природи; визначено фонові параметри стану довкілля.

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

Обґрунтована техніко–економічними розрахунками рентабельність господарської діяльності газовидобувного підприємства, що проектується, забезпечено узгоджену з надрокористувачем ефективність капіталовкладень у розробку родовища (покладу, ділянки).

Враховуючи найбільш перспективними для видобування метану газо–вугільні 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.

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 забезпечити 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 в розробку родовищах метану проводиться довивчення газоносності (дорозвідка) і експлуатаційна розвідка:

- газова дорозвідка родовищ що розробляються, проводиться для підготовки до експлуатації недостатньо вивчених окремих блоків ділянок і здійснюється відповідно до планів цих робіт.

- експлуатаційна розвідка уточнює геологічну будову, умови та закономірності розповсюдження метану по площі, їхні властивості, кількісні характеристики покладів газу, фільтраційні параметри, можливості застосування більш ефективної технології видобутку метану.

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

Перерахунок і повторна державна експертиза запасів метану вугільних родовищ газу проводиться у випадках:

- якщо внаслідок додаткових геологорозвідувальних або видобувних робіт чи спеціальних досліджень сумарні балансові розвідані запаси зростають більше як на 50 % (порівняно з раніш оціненими) або списані і передбачені до списання розвідані балансові запаси як такі, що не підтвердилися чи недоцільні для видобутку за техніко–економічними умовами, перевищують встановлені нормативи або змінилися обставини розробки вугілля;

- якщо перегляд вимог стандартів і технічних умов щодо якості або кількості інших видів вуглеводнів та технології їх розробки призводить до збільшення сумарних розвіданих балансових запасів більш ніж на 50 % або зменшення більш ніж на 20 %.

Підраховані та затверджені ДКЗ або апробовані НТР геологічними підприємствами запаси метану вугільних родовищ відповідно раніше діючих "Тимчасових вимог..." у зв'язку зі зміною нового підходу до метану як корисної копалини необхідно переоцінити як такі, що не відображали промислової (видобувної) значимості через невизначеність коефіцієнта вилучення (дегазації). Віднесені до категорії  $C_1$  та  $C_2$  такі запаси відображають практично весь обсяг метану, який знаходиться в органічній речовині, вугільних пластах та вміщуючих породах; сорбований метан, вільний газ в порах та тріщинах вміщуючих порід, а також розчинений в підземних водах гірського масиву порід. Тому визначені раніше запаси газу (метану) категорії  $C_1$  та  $C_2$  доцільно перевести в перспективні ресурси категорії  $C_3$ , які потребують в подальшому проведення дослідно-промислової розробки (дегазації) для визначення балансових (видобувних) запасів газу (метану). В той же час по деяким ділянкам (шахтним полям), де не проектується або не доцільно проведення дослідно-промислової розробки (дегазації), можливо з деякою умовністю, як виняток, перераховувати одержані перспективні ресурси метану по категорії  $C_3$  в запаси по категорії  $C_2$  як умовно балансові та видобувні з використанням коефіцієнта вилучення з вугільних пластів метану  $f = 0,2$ , який застосовується в офіційних Державних Програмах по видобутку та використанню газу (метану) (1998–2008 р.р.) та приводиться в зарубіжних джерелах як середня величина. Особливо це необхідно виконати по деяким шахтним полям, які в основному відпрацювали запаси вугільних пластів і не потребують подальшої розвідки.

## 9. Облік та списання запасів газів вугільних родовищ

Узагальненою формою при оцінці запасів газу (крім адміністративної і геологічної прив'язки об'єкту) є відображення необхідних розрахункових параметрів кінцевих результатів підрахунку запасів газу у відповідній формі державної статистичної звітності.

На основі практичного досвіду раніше проведених робіт найприйнятнішою є форма державної статистичної звітності по запасах корисних копалин (нафта, газ, конденсат) № 6–гр. В зв'язку зі специфічними особливостями розрахунку (вугілля як джерело виділення газу) у форму № 6-гр пропонується ввести відповідні доповнення, що характеризують природну газонасиченість вугільних пластів ( $X$ ), технічний аналіз вугілля (волога  $W^a$ , зольність  $A^d$ , вихід летких  $V^{daf}$  і, виходячи з цього, кінцевий розрахунковий коефіцієнт ( $K$ ), тобто  $K = X / (100 - (A^d + W^a))$ , а також поправки на температуру та тиск для приведення розрахованих запасів газу до постійних умов (0,1 МПа і  $t + 20^\circ\text{C}$ ). Всі ці доповнення досить компактно вводяться одною графою (табл. 4, гр. 4) в форму звітного балансу запасів корисних копалин, практично не змінюючи її загального вигляду. В графі 5 вказуються розглянуті категорії запасів вугілля ( $A+B+C_1$ ,  $C_2$  чи позабалансові) і

газу ( $C_1$ ,  $C_2$ ). В графах 6–13 крім змін запасів вугілля за звітний період наводяться відповідні зміни запасів газу по категорії  $C_1$  (для балансових запасів вугілля) і  $C_2$  (для позабалансових запасів вугілля у пластах і пластах-супутниках). В графах 14–15 наводяться запаси газу на час затвердження та їх залишок на 01.01 звітного періоду по відповідних категоріях для кожної ділянки (поля шахти), а в графі 14 – рік затвердження первинних запасів газу, інстанція затвердження (НТР об'єднання чи ДКЗ України та № протоколу).

З указаними доповненнями і змінами ця форма статистичної звітності може бути прийнята для обліку як запасів вільного газу у вміщуючих породах, так і запасів сорбованого газу у вугільних пластах.

Основна кількість метану (60–80 %) у привибійному просторі вугільних шахт виділяється з розроблюваних вугільних пластів. При цьому газовий баланс шахти в умовах Донбасу складається наступним чином:

1. З пластів, які розробляються:  
з відслоненої поверхні пластів – 40–50 %,  
в процесі видобутку – 10–15 %.  
Всього – 50–65 %.
2. З уміщуючих порід:  
в привибійному просторі – 10–15 %,  
у виробленому просторі – 20–25 %.  
Всього – 30–40 %.
3. З вугільних пластів, які не розробляються:  
в привибійному просторі – 0–5 %,  
у виробленому просторі – 5–10 %.  
Всього: 5–15 %.

Запаси метану у вміщуючих породах співставні з запасами метану у вугільних пластах і пропластках, однак внаслідок значно нижчої природної газопроникності порід виділення метану з порід на шахтах є менш інтенсивним, ніж з вугілля (що становить в середньому 30 % загального дебіту його в шахті) і основна маса газу надходить у вироблений простір.

При обліку і списанні запасів метану пропонується списувати наступні обсяги газу:

- у видобутому вугіллі (затвердженому як балансові чи позабалансові запаси при можливому їх наступному відпрацюванні) – повністю, відповідно до зменшення запасів;
- в неробочих пластах і пропластках запаси газу підраховуються із співвідношення їх сумарної товщини (з урахуванням коефіцієнту на їх невитриманість 0,5) до товщини робочих пластів (тобто ці запаси можна розглядати як взаємопропорційні). Таким чином, списання газів в пластах неробочої товщини доцільно проводити пропорційно зменшенню запасів газу у відробленому вугіллі з введенням допоміжного поправочного коефіцієнта  $K = 0,1$ ,

що відповідає наближеному значенню частки виділеного з них метану в загальній метановості шахти;

- по вміщуючих породах – по глибині зони дегазації з урахуванням співвідношення площі відроблених ділянок до загальної площі пласта, що розроблюється і виділенням доповнюючого поправочного коефіцієнта 0,3, що відповідає середній частці виділеного з них метану в загальній метановості шахти;

- в скупченнях вільного газу – виходячи з реального залишкового тиску покладу газу.

Форма обліку та списання запасів газів вугільних родовищ, що пропонується з відповідними доповненнями, наводиться в табличному вигляді.

Матеріали, що подаються на розгляд в ДКЗ України повинні містити всі дані, необхідні для перевірки підрахунку запасів (ресурсів) метану вугільних родовищ (ділянок, шахтних полів) і подаватись у зручній формі для перевірки авторських висновків.

Підрахунок запасів (ресурсів) оформляється згідно з "Інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів геолого–економічної оцінки родовищ нафти і газу", затвердженою Наказом ДКЗ 18.10.99 № 120 та «Інструкцією про зміст, оформлення і порядок подання в ДКЗ України матеріалів з геолого–економічної оцінки запасів вугілля і горючих сланців» (Київ, 1997).

Матеріали підрахунку запасів метану (текст, таблиці, графічні додатки) включаються в розділ по газоносності при складанні геологічного звіту розвіданого родовища (шахтного поля, ділянки), відповідно до вимог даної інструкції.

Представлені матеріали геолого–економічних оцінок запасів вуглеводневих газів вугільних родовищ повинні бути достатніми для проведення, без особистої участі авторів, експертизи кількості і якості запасів газів, оцінки їх промислового значення, гірничо–геологічних, гідрогеологічних та інших умов їх видобутку.

В текстовій частині наводяться:

- основні геологічні та структурно–тектонічні фактори, які впливають на розподіл газів у вугленосній товщі, кількісна характеристика газоносності вугільних пластів, порід, техногенних пасток, характер зміни величини газоносності з глибиною залягання та по площі родовища (ділянки):

- види та методи дослідження газоносності, обсяги та щільність опробування;

- оцінка застосовуваних методів вивчення газоносності, достовірність результатів, можливість їх використання для підрахунку запасів;

- підрахункові параметри, границі підрахунку;

- обґрунтування застосованих методів підрахунку, принципи розподілу підрахункових блоків та розподіл запасів по групах і категоріях.

Незалежно від методу підрахунку необхідно додати:

- карту газової вивченості ділянки, площі, родовища. На карті повинні бути винесені всі об'єкти, по яких вивчалась газоносність пластів і порід (свердловини,

шахти, пласти, горизонти) та вказані методи досліджень (ГКН, пластовипробувачі, газовий каротаж і ін.);

- геолого–газові співставлення по досліджуваних свердловинах з нанесенням всіх наявних даних з газоносності вугілля та газонасиченості порід, колекторських властивостей, пластових тисків, дебіту вільного газу і води та інше;

- зведена літолого–стратиграфічна колонка оцінюваної площі;

- розрізи та графіки, які характеризують зміни газоносності вугільних пластів і порід з глибиною та за площею. На розрізи і графіки наноситься поверхня залягання метанових газів, величини газоносності по кожній свердловині, результати досліджень пластовипробувачами, проводяться ізогази, контакт газ-вода;

- гіпсометричні плани підрахунку запасів вугілля по пластах з категоризацією запасів;

- карти прогнозу газоносності основних вугільних пластів та порід-колекторів. Текст звіту та табличні і графічні додатки оформляються відповідно до вимог ДКЗ. До матеріалів підрахунку запасів додається перелік опублікованої літератури, фондових та інших матеріалів, які були використані при опрацюванні звіту (назва матеріалів, рік видання).

## **Контрольні питання**

1. Що таке ресурси та запаси газу?
2. Що таке абсолютна та відносна газовість?
3. Що таке загальна, відкрита, закрита, та ефективна пористість?
4. Що таке газова пастка?
5. Що таке Зона газового вивітрювання?
6. Що таке Колектори вільного газу?
7. Що таке Метаноносність або Газоносність?
8. Що таке Породи–газоупори (покришки)?
9. Що таке Сорбований газ та Сорбційна газоемність?
10. Що таке Суфляр?
11. Які гази зустрічаються в складі газів вугленосних відкладів?
12. Що таке Вуглефікація?
13. Температури вуглефікації на стадіях раннього, середнього та пізнього катагенезу?
14. При яких сполученнях з повітрям (у процентах) метан утворює суміші горючі та вибухові?
15. Що таке Адсорбція і Абсорбція?
16. На якій стадії катагенезу і біля яких марок вугілля первинна тріщинуватість у вугіллі більше?
17. На які групи поділяються газові родовища за обсягом видобувних запасів?
18. Перелічите джерела знаходження газу у вугленосних покладах?

## **Бібліографічний список**

1. Баранов В.А. Оцінка газоносності вугільних родовищ: навч. посіб. / В.А. Баранов, Н.В. Хоменко ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Д. : НГУ, 2015. – 152 с.

Навчальне видання

Євгеній Анатолійович Коровяка

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ З ДИСЦИПЛІНИ  
«Оцінка газоносності метановугільних родовищ»  
для студентів  
спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

В редакції автора

Підготовлено до виходу в світ  
у Національному технічному університеті  
«Дніпровська політехніка».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру ДК № 1842  
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19