

# Виробничий досвід

УДК 624.131.543

## ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПЕРСПЕКТИВИ ОСВОЄННЯ ЗАПАСІВ РОДОВИЩ МЕТАНУ ВУГЛЕНОСНИХ ТОВЩ

<sup>1</sup>Г.І.Рудько, <sup>1</sup>В.І.Ловинюков, <sup>2</sup>П.М.Калашник

<sup>1</sup> Державної комісії України по запасах корисних копалин

<sup>2</sup> Секретаріат Кабінету Міністрів України

*Рассмотрены промышленные типы месторождений метана в угленосных толщах соответственно горно-геологическим условиям залегания. Исследовано распределение месторождений и залежей метана за сложностью геологического строения и их размеров. Приведена идентификация запасов и ресурсов метана по уровню изучения и экономической эффективности использования, по промышленному значению, по степени геологического изучения, по степени технико-экономического изучения и распределению запасов и ресурсов по классам соответственно Международной рамочной трехмерной классификации. Проанализированы геологоразведочные работы по изучению метаноносности угольных месторождений. Приведена методика оценки запасов и ресурсов метана угольных месторождений. Изложены требования к геологической изученности объектов подсчета запасов метана, подготовленных к проектированию работ по опережающей, сопроводительной, постэксплуатационной дегазации и работам по промышленной разработке залежей метана, а также приведены требования к подсчету запасов и оценке ресурсов метана и идентификации их соответственно таксонам Классификации.*

*Industrial types of methane fields in coalbearing layers according to mining-geological conditions of bedding are considered. Fields and methane deposits distribution in complication of geological structure and their sizes are investigated. Methane resources identification after studying level and economical efficiency of use is represented (after industrial importance, after level of geological studying, after technical and economical studying level and resources distribution in classes according to International three-dimensional frame classification). Geological prospecting of coalfields methane bearing studying is analyzed. Evaluation method of coalfields methane resources is represented. The requirements to geological studying of methane resources estimation objects that are prepared to planning of passing ahead, accompanying and post-operation degassing and of methane fields development are reported. Also the requirements to methane resources calculation and estimation and to their identification according to Qualification are represented.*

Промислові типи родовищ (скупчень) метану у вугленосних товщах виділяються відповідно до гірничо-геологічних умов залягання, гірничотехнічних, екологічних та інших умов розробки, технологій дегазації вугільних товщ та видобутку метану.

Виділяються такі промислові типи родовищ (покладів, скупчень) метану вугленосних товщ:

– родовища (поклади) вільного метану, що залягають у вугільно-породному масиві, нерозвантаженому від гірського тиску за межами шахтних вугільних полів;

– родовища (поклади, скупчення) метану в зонах випереджуючої технологічно необхідної попередньої дегазації вугільних родовищ;

– родовища (поклади, скупчення) метану в межах зон супроводжуючої шахтної та свердловинної дегазації вугільних родовищ, що технологічно необхідна для видобутку вугілля;

– техногенні родовища метану (поклади, скупчення) в розвантажених вуглепородних масивах закритих та діючих вугільних шахт.

За величиною 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.

Відповідно до цієї класифікації вугільні родовища і окремі ділянки відносяться, в основному, до дуже дрібних, дрібних, та невеликих, а окремі регіони і басейни загалом відповідають родовищам від крупних до унікальних.

За геологічною будовою, величиною метаносності вугілля і ступенем газонасиченості вуглевміщуючих порід, хімічним складом, формами знаходження, характером розподілу і умовами накопичування вуглеводневих газів родовища метану або їх ділянки поділяються на чотири групи:

– родовища (ділянки) простої геологічної будови з непорушеним або слабопорушеним заляганням, витриманими кількісними і якісними параметрами покладів основних корисних копалин, рівномірним розподілом основних корисних і шкідливих компонентів;

– родовища (ділянки) складної геологічної будови з невитриманими кількісними або якісними параметрами покладів основних корисних копалин, нерівномірним розподілом основних корисних або шкідливих компонентів;

– родовища (ділянки) дуже складної геологічної будови з мінливими кількісними або якісними параметрами покладів основних корисних копалин, дуже нерівномірним розподілом основних або шкідливих компонентів;

– родовища (ділянки) надто складної геологічної будови з різкомінливими кількісними або якісними параметрами покладів основних корисних копалин, вкрай нерівномірним розподілом основних корисних або шкідливих компонентів.

Для визначення складності геологічної будови родовища (ділянки) корисних копалин використовуються показники мінливості параметрів найбільших покладів основних корисних копалин, які вміщують не менш 70% запасів мінеральної сировини.

У процесі геологорозвідувальних робіт проводиться періодичний комплексний аналіз результатів геологічного та техніко-економічного вивчення скупчень газів вугленосних товщ з метою геолого-економічної оцінки їх промислового значення на основі визначення із зростаючою детальністю технологічної схеми видобутку і переробки сировини, техніко-економічних показників виробничого процесу та фінансових результатів реалізації товарної продукції.

Поточні геолого-економічні оцінки результатів геологорозвідувальних робіт проводяться постійно. Постадійні (генеральні) геолого-економічні оцінки родовищ (ділянок) слід виконувати для визначення доцільності проведення геологорозвідувальних робіт наступної стадії або залучення розвіданих запасів до експлуатації.

Відповідно до стадійності геологорозвідувальних робіт виділяються початкова, попередня та детальна геолого-економічні оцінки:

– початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) здійснюється з метою обґрунтування доцільності інвестування пошуково-розвідувальних робіт на ділянках, перспективних щодо

відкриття родовищ (покладів) газу. ГЕО-3 проводиться на основі кількісної оцінки ресурсів вуглеводнів і надається у формі техніко-економічних міркувань (ТЕМ) про можливе їх промислового значення. Оцінка можливості промислового освоєння передбачуваних родовищ обґрунтовується укрупненими розрахунками на основі доведеної аналогії з відомими промисловими родовищами або технічного завдання замовника геологорозвідувальних робіт;

– попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) проводиться для обґрунтування доцільності промислового освоєння родовища (покладу) вуглеводнів та інвестування робіт щодо його розвідки і підготовки до експлуатації. ГЕО-2 здійснюється на основі попередньо розвіданих і розвіданих запасів газу та оформлюється як техніко-економічна доповідь (ТЕД) про доцільність подальшої розвідки, у тому числі дослідно-промислової розробки родовища (покладу, ділянки). При цьому оцінка ефективності розробки родовища проводиться на рівні кінцевої товарної продукції, а техніко-економічні показники визначаються розрахунками або приймаються за аналогією;

– детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) проводиться для визначення рівня економічної ефективності виробничої діяльності газовидобувного підприємства (підрозділу з дегазації), що створюється або реконструюється, і доцільності інвестування робіт щодо його проектування та будівництва. ГЕО-1 здійснюється на основі розвіданих запасів газу і включає техніко-економічне обґрунтування (ТЕО) постійних кондицій для їх підрахунку. Детальність техніко-економічних розрахунків і надійність фінансових показників ГЕО-1 повинні бути достатніми для прийняття інвестиційного рішення без додаткових досліджень. Матеріали детальної геолого-економічної оцінки родовища, позитивно оцінені Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ), є основним документом, що обґрунтовує доцільність фінансування робіт з опрацювання проєктів будівництва гірничовидобувних об'єктів.

За промисловим значенням запаси газу вугільних родовищ поділяються на три групи:

– *балансові* - запаси, які на момент оцінки згідно з техніко-економічними розрахунками можна економічно ефективно видобути і використати (введення яких в розробку і використання економічно доцільне або технологічно необхідне) при сучасній техніці і технології видобутку та переробки вуглеводневої сировини, що забезпечують дотримання вимог раціонального комплексного використання надр і охорони природи;

– *умовно балансові* - запаси, ефективність видобутку і використання яких на момент оцінки не може бути однозначно визначена, а також запаси, що відповідають вимогам до балансових, 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.

Серед балансових запасів за умовами видобутку і використання виділяються видобувні, важковидобувні і дотаційні за такими критеріями:

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

– для важковидобувних запасів - рентабельність виробничої діяльності гірничодобувного підприємства (промислу), що проектується, 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 гірничодобувним підприємством (промислом), що проектується, можлива тільки за умови надання користувачу надр податкових пільг, субсидій, дотацій або інших видів підтримки за рахунок державного чи місцевого бюджетів.

Важковидобувні та дотаційні запаси родовищ корисних копалин обліковуються у Державному балансі корисних копалин окремо із зазначенням конкретних користувачів надр.

Перспективні і прогнозні ресурси газу, а також запаси, для яких виконано тільки початкову геолого-економічну оцінку з використанням припущених технологічних та економічних вихідних даних, відносяться до таких, промислове значення яких не визначене. Ресурси цієї групи в повному обсязі (загальні ресурси) у відповідності з міжнародними вимогами використовуються для обліку кількості ресурсів, які можуть бути залучені для пошуків.

*Розвідані запаси* - це обсяги газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші, умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для складання проектів розробки і облаштування родовищ. Основні параметри розвіданих запасів, які обумовлюють проектні рішення щодо видобутку і переробки сировини та охорони природи, визначаються за даними безпосередніх вимірів або досліджень, що виконані в межах покладів (ділянок) за щільною сіткою в поєднанні з обмеженою екстраполяцією, обґрунтованою даними геологічних, геофізичних, геохімічних, лабораторних та інших досліджень. Розвідані запаси газу є основою для проектування і проведення розробки родовища (ділянки, покладу).

Розвідані запаси включають категорії А і В, які підраховуються в процесі дослідно-промислової розробки та експлуатації родовища (ділянки), і категорію С<sub>1</sub>, запаси якої підраховуються за результатами пошукових, розвідувальних робіт та дослідно-промислової розробки.

У ході геологорозвідувальних робіт на території вугільних басейнів України запаси природних газів вугленосних товщ, вищих за категорією С<sub>1</sub>, до теперішнього часу не підраховувалися. Це пов'язано перед усім з тим, що газу вугленосних відкладів оцінювалися переважно як шкідливий гірничо-геологічний фактор в процесі вуглевидобутку або як супутна корисна копалина, ступінь геологічного вивчення якої значно нижчий, ніж у основної корисної копалини – вугілля.

*Категорія С<sub>1</sub>* – стосовно скупчень (покладів) вільних вуглеводневих газів – запаси покладу (його частини), промислова газонасність якого встановлена за результатами дослідно-промислової розвідки та випробування свердловин з промисловими припливами газу, геологічних і геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Запаси категорії С<sub>1</sub> вивчаються з докладністю, яка забезпечить отримання вихідних даних для економічного обґрунтування доцільності подальших робіт з організації промислової розробки.

*Категорія С<sub>1</sub>* – стосовно скупчень сорбованих, розсіяних і водорозчинених газів – запаси вуглеводневих газів, що підраховані в балансових запасах кондиційних вугільних пластів та вуглевміщуючих породах, якщо ступінь вивченості їх природної газонасності (обсяги і щільність випробування, а також ступінь достовірності даних, що залучені до підрахунку) відповідають вимогам в контурі (зоні) проектною або діючою дегазації вугленосних товщ системою підземних або поверхневих свердловин у ході вуглевидобутку або самостійної розробки родовища.

*Попередньо розвідані* (ймовірні) запаси – це обсяги газу, кількість, якість, технологічні властивості, гірничо-геологічні, гідрогеологічні та інші умови залягання яких вивчені з повнотою, достатньою для визначення промислового значення родовища (покладу). Основні параметри попередньо розвіданих запасів газу, що впливають на вибір способів видобутку і переробки вуглеводневої сировини, оцінюються переважно на основі екстраполяції даних безпосередніх вимірів чи досліджень в свердловинах, розташованих у межах родовища за рідкою або нерівномірною сіткою. Екстраполяція обґрунтовується доведеною аналогією з розвіданими родовищами (ділянками, покладами), а також даними геологічного, геофізичного і геохімічного вивчення надр. Попередньо розвідані запаси є основою для обґрунтування подальшої розвідки чи дослідно-промислової розробки родовища (ділянки, покладу), а за умов значної складності його геологічної будови використовуються для проектування розробки покладів.

Попередньо розвідані запаси за ступенем вивченості геологічної будови родовища (покладу) відповідають запасам категорії С<sub>2</sub>.

*Категорія С<sub>2</sub>* – стосовно скупчень вільних вуглеводневих газів – це запаси покладу (його частини), наявність якого визначена за результатами випробування та дослідження свердловин (частина свердловин може бути випробу-

вана пластовипробувачем), геологічних і геофізичних досліджень. Попередньо розвідані запаси підраховуються:

– на частково розвіданих родовищах (покладах) – за умови отримання в одній або декількох свердловинах припливів газу, у тому числі випробувачем пластів, і позитивних результатів геофізичних досліджень у невипробуваних свердловинах. Площа підрахунку запасів кожного покладу на структурній основі обмежується рівнем нижньої границі встановленої продуктивності або по відмітці контактів;

– в частинах покладу, що за відсутності тектонічних порушень безпосередньо прилягають до ділянок з розвіданими запасами, їхня площа екстраполюється від свердловин, що дали продукцію, на відстань, яка відповідає подвоєному інтервалу між експлуатаційними свердловинами, передбаченому технологічними схемами, проектами дослідно-промислової розробки для аналогічних покладів. Всі інші параметри приймаються за аналогією з сусідніми розвіданими ділянками або за допомогою екстраполяції;

– на нових площах – у разі отримання промислового припливу газу в одній пошуковій свердловині. В цьому випадку параметри підрахунку визначаються за даними її випробування, результатами аналізу керн і промислових досліджень. У разі розміщення свердловини в апікальній частині структури (пастки) площа підрахунку обмежується колом, радіус якого дорівнює подвоєній відстані між експлуатаційними свердловинами, прийнятій в даному районі для аналогічних родовищ. Якщо свердловина розкрила продуктивний пласт на його зануренні, то площа підрахунку обмежується з боку занурення контактом газ-вода, а за його відсутності – горизонтальною площиною на рівні найнижчої позначки інтервалу встановленої продуктивності.

*Категорія  $C_2$*  – стосовно скупчень сорбованих, розсіяних і водорозчинених газів - запаси вуглеводневих газів, що підраховані в балансових і позабалансових запасах кондиційних вугільних пластів, некондиційних пластах та вуглевміщуючих породах, якщо газонасність вугільних пластів та вуглевміщуючих порід вивчена недостатньо (за поодинокими пробами) чи прийнята за аналогією з наближеними пластами в контурі (зоні) дегазації вугленосних товщ, що намічається попередніми проектними пробками або передбачається.

За ступенем геологічного вивчення і достовірності ресурси вуглеводневих газів поділяються на дві групи – перспективні та прогнозні.

*Перспективні ресурси* – це обсяги газу, що пов'язані з об'єктами, підготовленими до пошуково-розвідувального буріння, кількісно оцінені за результатами геологічного, геофізичного, геохімічного та іншого вивчення ділянок надр в межах продуктивних товщ з відомими вуглегазовими родовищами певного геолого-промислового типу. Перспективні ресурси враховують можливість відкриття нових родовищ (ділянок, покладів) газу того ж геолого-промислового типу, існування яких обґрунтовується позитив-

ною оцінкою проявів вуглеводнів, геофізичних, геохімічних та інших аномалій, природа і перспективність яких доведена. Кількісна оцінка параметрів родовищ (ділянок, покладів) газу визначається на основі інтерпретації геологічних, геофізичних, геохімічних і інших аномалій та статистичної аналогії. Перспективні ресурси є основою для геолого-економічної оцінки доцільності проведення пошуків (пошуково-оцінювальних робіт).

Перспективні ресурси за ступенем вивчення геологічної будови родовища (ділянки, покладу) відповідають ресурсам категорії  $C_3$ .

*Категорія  $C_3$*  – стосовно скупчень вільних вуглеводневих газів – ресурси газу покладів на нових площах, підготовлених до пошукового буріння в межах відомого газонасного району, а також не розкритих бурінням пластах в межах відкритого родовища, якщо їх продуктивність установлена на цьому або інших родовищах району. Форма, розмір і умови залягання покладу визначені у загальних рисах за результатами геологічних і геофізичних досліджень, а товщина і колекторські властивості пластів, склад і властивості газу приймаються за аналогією з розвіданими родовищами.

Перспективні ресурси газу використовуються при плануванні пошуково-розвідувальних робіт і приросту запасів. Перспективні ресурси газу газових скупчень у вугільних басейнах оцінюються по пластах-колекторах з доведеною в даному районі продуктивністю цих пластів.

Перспективні ресурси – стосовно скупчень сорбованих, розсіяних і водорозчинених газів – це обсяги вуглеводневих газів вугленосних відкладів ділянок, підготовлених до пошуково-розвідувальних робіт у вугленосних районах з доведеною вуглегазопроductивністю (проводиться дегазація вугленосних товщ), а також вуглевміщуючі породи розвіданих ділянок з невизначеною газонасністю.

*Прогнозні ресурси* – це обсяги вуглеводнів, що враховують потенційну можливість формування родовищ певних геолого-промислових типів, яка ґрунтується на позитивних стратиграфічних, літолого-фаціальних, тектонічних та інших передумовах, встановлених у межах перспективних площ, де промислові родовища ще не відкриті.

Прогнозні ресурси газу за ступенем геологічного вивченості відповідають ресурсам категорій  $D_1$  і  $D_2$ .

*Категорія  $D_1$*  – прогнозні ресурси газу вугленосних літолого-стратиграфічних комплексів у межах великих регіональних структур з доведеною газонасністю. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів категорії  $D_1$  виконується за результатами регіональних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень і за аналогією з вуглегазовими родовищами з дослідженою газонасністю вугленосних відкладів у межах регіону, що оцінюється.

*Категорія  $D_2$*  – прогнозні ресурси газу літолого-стратиграфічних комплексів, які оцінюються в межах великих регіональних струк-

Таблиця 1 — Розподіл запасів і ресурсів газів вугільних родовищ

Групи запасів			Категорії запасів (ресурсів)		Код класу
за промисловим значенням	за ступенем техніко-економічного вивчення	за ступенем геологічного вивчення	вугілля	газу	
1	2	3	4	5	6
Балансові запаси (1..)	ГЕО-1 (.1.)	розвідані запаси (.1)	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	111
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси (.1)	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>	122
Умовно балансові та позабалансові запаси (2..)	ГЕО-1 (.1.)	розвідані запаси (.1)	A+B+C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	211
	ГЕО-2 (.2.)	розвідані запаси (.1)	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>	222
Промислове значення невизначене (3..)	ГЕО-3 (.3.)	розвідані запаси (.1)	B+C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	331
	ГЕО-3 (.3.)	попередньо розвідані запаси (.2)	C <sub>2</sub>	C <sub>2</sub>	332
	ГЕО-3 (.3.)	перспективні ресурси (.3)	P <sub>1</sub> +P <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	333
	ГЕО-3 (.3.)	прогнознi ресурси (.4)	P <sub>3</sub>	D <sub>1</sub> +D <sub>2</sub>	334

тур, промислова газонасність яких ще не доведена. Перспективи газонасності цих комплексів прогноуються на основі даних геологічних, геофізичних і геохімічних досліджень. Кількісна оцінка прогнозних ресурсів цієї категорії проводиться за передбачуваними параметрами на основі загальних геологічних уявлень і за аналогією з іншими, більш вивченими регіонами, де є розвідані вуглеазові родовища.

*Групи запасів і ресурсів газу за ступенем техніко-економічного вивчення*

За ступенем техніко-економічного вивчення запаси і ресурси метану вугільних родовищ поділяються на три групи:

– перша група – запаси, на базі яких проведена детальна геолого-економічна оцінка (ГЕО-1) ефективності їх промислового значення, матеріали якої, включаючи техніко-економічне обґрунтування постійних кондицій на вуглеводневу сировину, затверджені ДКЗ;

– друга група – запаси, для яких виконана попередня геолого-економічна оцінка (ГЕО-2) їх промислового значення, матеріали техніко-економічної доповіді про доцільність подальшої розвідки родовища, включаючи обґрунтування тимчасових кондицій на сировину, апробовані ДКЗ або замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт;

– третя група – запаси і ресурси, на базі яких проведена початкова геолого-економічна оцінка (ГЕО-3) можливого промислового значення перспективної ділянки надр, а матеріали техніко-економічних міркувань про доцільність проведення подальших пошуково-розвідувальних робіт, параметри попередніх кондицій на сировину схвалені замовником (інвестором) геологорозвідувальних робіт.

#### Класи запасів і ресурсів газу за рівнем промислового значення і ступенем техніко-економічного та геологічного вивчення

Запаси і ресурси вуглеводневих газів вугільних родовищ, що характеризуються певними рівнями промислового значення і ступеня техніко-економічного та геологічного вивчення, поділяються на класи, що ідентифікуються за допомогою міжнародного трипорядкового цифрового коду, в якому одиницям відповідають групи запасів і ресурсів за ступенем геологічного вивчення, десяткам – за ступенем техніко-економічного вивчення і сотням – за промисловим значенням. Виділяється 10 класів різних рівнів вивченості запасів та ресурсів об'єктів геологорозвідувальних робіт відповідно до таблиці 1.

Клас під кодом 111 включає розвідані детально оцінені запаси, які можна ефективно видобути. Такі запаси згідно з Міжнародною класифікацією ООН належать до Proved mineral reserves або достовірних (вірогідних). Класи під кодом 121 та 122 включають балансові попередньо оцінені запаси, що за класифікацією ООН належать до імовірних (Probable mineral reserves).

Щодо вимог до вивченості родовищ (покладів) вільного метану, що залягають у вугільнопородному масиві, не розвантаженому від гірського тиску за межами шахтних вугільних полів, то по кожній розвідувальній свердловині слід провести комплекс досліджень, необхідних для підрахунку запасів, а саме:

– детальне вивчення керна для визначення літологічних і петрографічних особливостей мінерального складу, типу цементу порідколекторів та їх ємнісних, фільтраційних властивостей в обсязі, що достатній для побудови залежностей між ємнісними, фільтраційними і

газовіддавальними властивостями в діапазоні їх зміни в покладі, а також фільтраційних властивостей покришок продуктивних пластів;

– раціональний комплекс геофізичних досліджень в свердловинах, за даними яких здійснюється літологічне розчленування розрізу, виділення продуктивних пластів, визначення їх товщин і глибини залягання; загальної і газонасиченої ефективних товщин продуктивних пластів в межах газової і газоводяної зон; положення і абсолютних відміток газоводяного контакту; відкритої пористості, проникності і газонасиченості порід-колекторів;

– комплекс геофізичних спеціальних досліджень в свердловинах на кожному об'єкті, з якого отримано припливи газу: термометрія (в тому числі високочутлива), дебітометрія, резистивіметрія та інші методи, що дозволяють визначити інтервали припливів вуглеводнів і положення контакту газ-вода;

– комплекс газогідродинамічних досліджень для вивчення фільтраційно-ємнісної характеристики колекторів працюючих частин продуктивних пластів, положення контактів газ-вода;

– дослідно-промислова експлуатація продуктивних свердловин для достовірного визначення природного режиму, початкових робочих дебітів газу, робочої депресії, вивчення можливостей підвищення ефективності режиму роботи покладу і отримання інших додаткових матеріалів для підрахунку видобувних запасів метану.

Геологічне вивчення родовищ (покладів, скупчень) метану в зонах випереджувальної дегазації вугільних товщ здійснюється з метою отримання вихідних даних для опрацювання проектів дегазаційних систем та вентиляції шахт, що будуються і реконструюються, а також горизонтів, блоків, панелей. Підрахунок запасів метану здійснюється геологічними організаціями за матеріалами детальної геологічної оцінки родовища (ділянки) вугілля.

Вимоги до ступеня висерпності вивчення газонасиченості вугільних пластів та вміщуючих порід визначаються чинними нормативними документами, що регламентують умови для проектування дегазаційних систем та вентиляції шахт, що будуються.

Одна із основних форм узагальнення результатів робіт, що виконуються різними методами, – їх комплексне відображення на геолого-газових розрізах, структурних картах газових покладів, деталізованих геологічних розрізах газових покладів, графіках зміни газонасиченості різних літотипів порід з глибиною. У всіх випадках на графічних матеріалах повинні окремо відображатись кількість сорбованого газу, вільного газу, газових скупчень і газів, що розчинені в пластових рухомих водах.

На геологічні розрізи газових покладів в масштабі 1:1 000 сумісно з літологічною, тектонічною, гідрогеологічною та іншою інформацією виносять такі елементи геологічних умов газонасиченості порід і належні їм показники:

– інтервали газопроявів, виявлених в результаті буріння і газового каротажу;

– інтервали (точки) випробування і дослідження порід на газонасиченість, а також для визначення їх колекторських властивостей, вмісту розсіяної органічної речовини і бітумів;

– результати вивчення газонасиченості порід і пов'язаних з нею параметрів по конкретних інтервалах і точках проведення досліджень;

– результати вимірів пластового тиску;

– границі поширення порід-колекторів;

– поверхні контакту газ-вода (ГВК);

– межі газових покладів.

На картах будують ізогіпси контакту колектора з флюїдогравом, проекції лінії перетину контакту газ-вода за результатами проведених досліджень та інших досліджень, які фіксують зовнішній контур газонасиченості. Як допоміжну інформацію на карту виносять проекції точок перетину покрівлі пласта розвідувальними свердловинами, окремо позначають свердловини, щодо яких виконувались спеціальні дослідження порід на газонасиченість, і параметри, що до них відносяться, показують основні результати цих досліджень, виносять проекції перетину структурної поверхні розривними порушеннями.

Деталізаційні геологічні розрізи газових покладів виконують в більш крупному масштабі, ніж геолого-газові розрізи, з більш детальним зображенням варіацій літологічних особливостей пласта-колектора, його колекторських властивостей, умов залягання, а також інтервалів досліджень, які виконуються в свердловинах, і результатів цих досліджень.

Графіки зміни газонасиченості порід з глибиною будують в прямокутних координатах; точки, що відповідають різним літологічним типам порід, зображують умовними позначеннями; відповідно до характеру розташування точок відбудовують криві, які відповідають графічним виразам залежності.

Для графічного виразу і використання закономірних зв'язків між значеннями газонасиченості, які вимірюються в процесі геологорозвідувальних робіт, і визначаючими її факторами, рекомендується побудова сіткових діаграм.

Використання діаграм для вирішення практичних завдань зводиться до такого. Із точок, які відповідають конкретним значенням глибини (на осі абсцис) і вмісту сухої беззольної маси (на осі ординат), проводять до перетину прями лінії, перпендикулярні до осей. Значення метанонасиченості, які відповідають поєднанню вихідних параметрів (глибини і вмісту сухої беззольної маси), знаходять шляхом інтерполяції залежно від розташування точки перетину прямих між нанесеними на монограмі ізолініями.

Сіткова номограма і аналогічні їй номограми придатні для орієнтовної оцінки газонасиченості окремих блоків родовищ. Будують їх шляхом попереднього визначення значень показників газонасиченості при різних поєднаннях визначаючих їх "вихідних" параметрів, виносу значної кількості відповідних точок (вузлів сітки) в прямокутній системі координат і проведення на діаграмі (шляхом інтерполяції між цими вузлами) ліній рівних значень параметра,

який підлягає оцінці. При побудові сіткової номограми враховувались встановлені за даними газового випробування закономірності зміни природної метаноносності вугільних пластів з глибиною, залежність метаноносності від вмісту органічної речовини у вугіллі і вуглевміщуючих породах, зміни їх об'ємної густини та інших факторів.

Поряд з графічними узагальненнями даних в процесі камеральної обробки матеріалів обраховують усереднені значення визначених параметрів для окремих літологічних різновидів порід, шарів пластів-колекторів та флюїдотривів, зон розривних порушень, складчастих структур та ін., які розміщуються в текстільній частині і відповідні таблиці разом з графічними додатками розділу по газоносності вугільних пластів та вуглевміщуючих порід геологічних звітів.

Характеристика робіт щодо вивчення газоносності вуглевміщуючих порід і результатів проведених досліджень наводиться в геологічних звітах на всіх стадіях геологорозвідувального процесу:

- короткий опис методики робіт, пов'язаних з вивченням газоносності порід, з переліком видів та обсягів виконаних досліджень;

- перегляд літературних і фондових матеріалів, які характеризують нафтогазоносність вугленосних відкладів, покрівельних і підстилаючих шарів осадових порід;

- дані про зафіксовані на даній стадії газопрояви в свердловинах, штучних та природних відслоненнях;

- дані про газопрояви в породах на сусідніх вугільних шахтах, що знаходяться в аналогічних геологічних умовах;

- перелік відкладів, що можуть слугувати колекторами вільного та сорбованого газу;

- дані про газоносність порід, яка встановлена за результатами газового каротажу, якщо такий проводився на перспективних газових структурах.

На підставі результатів аналізу одержаних відомостей обліку наявних структурних, літологічних, гідрогеологічних та ін. передумов до накопичення і збереження природних газів надається оцінка газоносності порід та загальні уявлення про можливість існування пасток вільного газу та приурочених до них газових покладів, про наявність розташування, розміри антиклінальних підняття, склепін та ін.

Зокрема, належить визначати і наводити:

- дані про газозбагаченість гірничих виробок, пройдених у породах, аналогічних тим, що розкриті в межах ділянки підрахунку запасів метану;

- середні і максимальні значення газозбагаченості виробок залежно від літологічної належності порід, що розкриваються ними, та від глибини ведення гірничих робіт, характер і масштаб суфлярних виділень газу із порід;

- характеристику раптових викидів порід та газу в тих же виробках;

- характер колекторських властивостей всіх літологічних різновидів порід;

- колектори, їхні властивості, ступінь газонасичення, зміни по площі і в розрізі;

- покритишки, їх потужність, літологічні особливості;

- насиченість порід вуглистою речовиною;

- дані про газоносність основних літологічних різновидів порід за результатами опробування кернонабірниками, досліджень газовим каротажем і пластовипробувачами, пластові тиски та інші параметри за даними пластовипробувачів;

- дані про компонентний склад природних газів і форми їх знаходження.

Метаноносність вугільних пластів та вміщуючих порід у зонах супроводжувальної (поточної) шахтної та свердловинної дегазації вугільних родовищ вивчається з метою підготовки вихідних даних для опрацювання проектів вентиляції та дегазації діючих вугільних шахт, підрахування загальних і видобувних запасів метану відповідно до технологічних схем дегазації (дегазаційних систем), що застосовуються.

Техногенні родовища метану розвантажених від гірського тиску вуглепородних масивів в зонах зрушення погашеними гірничими виробками з видобутку вугілля залучаються до геологічного вивчення з метою:

- забезпечення належного екологічного стану навколишнього природного середовища, запобігання надмірній фільтрації метану в атмосферу, а також скупчення його в підповерхневих природних та техногенних резервуарах;

- видобутку та використання метану як основної корисної копалини;

- моніторингу гідрогеологічного та газового режиму зрушених зон вуглепородних масивів та ін.

Відповідно до вищенаведених напрямів використання геологічної інформації геологічне вивчення техногенних покладів метану належить спрямовувати переважно на вивчення факторів, що впливають на розподіл газів у зрушених вугленосній товщі: виявлення та оцінювання каналів міграції метану, резервуарів його накопичення, визначення фільтраційно-ємнісних властивостей проникних зон та вміщуючих порід, термобаричних та інших умов знаходження водо-газових флюїдів у надрах.

Для підрахунку запасів та оцінки ресурсів метану об'ємним методом мають бути визначені відповідні підрахункові параметри, що характеризують розміри та газонасиченість покладів. При цьому ємність порід-колекторів, що утворюють поклад, визначається окремо від ємності техногенних тріщинних порожнин.

Відповідно до виділених промислових типів родовищ, покладів, скупчень метану підрахунку його запасів та оцінки ресурсів можуть проводитись:

- в розвантажених вуглепородних масивах закритих та діючих вугільних шахт;

- в зонах супроводжувальної (поточної) дегазації вугільних родовищ;

- в зонах випереджувальної дегазації вугільних родовищ;

- за межами шахтних вугільних полів.

У межах родовищ (покладів) вільного метану, що залягають у вугільнопородному масиві, нерозвантаженому від гірського тиску, за межами шахтних вугільних полів, підрахунок запасів розвіданих покладів (родовищ) вільних вуглеводневих газів проводиться об'ємним методом. Для родовищ (покладів), що розробляються, застосовуються як об'ємний метод, так і різні види методу падіння тиску у разі відсутності визначеного водонапірного режиму. Підрахуванню підлягають як загальні запаси метану на місці залягання, так і видобувні відповідно до оптимальної технологічної схеми розробки родовища.

Для підрахунку обсягів газу об'ємним методом площа газонасиченості розраховується і обґрунтовується за даними геолого-геофізичних і промислових методів відповідно до прийнятих положень газоводяного контакту, тектонічних порушень, ліній виклинювання або заміщення порід-колекторів. Ефективна газонасичена товщина пласта визначається як середня величина в межах контура газонасиченості. У межах внутрішнього контура газонасиченості в кожному пластоперетині вона дорівнює ефективній товщині колектора, тобто загальній товщині колектора за винятком непроникних верств. У межах зовнішнього контура газонасиченості ефективна газонасичена товщина визначається в інтервалі від покрівлі пласта-колектора до поверхні газоводяного контакту. Середні коефіцієнти відкритої пористості, тріщинуватості, кавернозності і газонасиченості визначаються за результатами лабораторних та геофізичних досліджень. Середній пластовий тиск визначається прямими вимірами або приймається на рівні гідростатичного у разі їх відсутності. Середній залишковий тиск у пласті приймається рівним 0,1 МПа.

В зонах випереджуючої технологічно необхідної дегазації загальні запаси (ресурси) метану вугільних родовищ (покладів, скупчень) складаються з їх обсягів, які знаходяться у вугільні кондиційних вугільних пластів, некондиційних пластів та пропластків, а також у вуглевміщуючих породах. Видобувні запаси визначаються відповідно до результатів дослідної або промислової розробки розвіданих покладів метану або їх аналогів.

Геологічною основою підрахунку запасів (оцінки ресурсів) метану кондиційних і некондиційних вугільних пластів та пропластків є відомості з геологічної будови загальної та промислової вугленосності, а також загальні закономірності розподілу природних газів у вугленосних товщах, кількісні параметри газонасиченості вугільних пластів та їх зміни у геологічному просторі, що встановлені в процесі розвідки і розробки родовища.

Мінімальна потужність кондиційних вугільних пластів приймається відповідно до встановлених кондицій, некондиційних вугільних пластів – від 0,1 м до кондиційних значень потужності позабалансових запасів вугілля.

За нижню межу газонасиченості вугілля для підрахунку запасів газу приймаються значення 2-6 м куб./т с.б.м з подальшим уточненням їх

залежно від вибору видів впливу на пласт та технічних засобів вилучення і утилізації вуглеводневих газів. За умов відносно стабільних значень газонасиченості вугілля (зміни не перевищують 10 м куб./т с.б.м.) підрахунок запасів газу проводиться в цілому по пласту, шахтному полю, площі за середнім показником метанонасиченості, що приймається за моделлю (графічної, математичної) змінення газонасиченості вугільних пластів з глибиною з урахуванням їх зольності.

В умовах більш складного розподілу природних газів підрахунок запасів здійснюється по геологічних блоках (ділянках, горизонталі) при максимальному кореспондуванні з границями блоків підрахунку запасів вугілля. Підрахунки виконуються шляхом порівняння карт або графіків метанонасиченості з гіпсометричними планами підрахунку запасів вугілля. Середня газонасиченість вугілля для окремих блоків (горизонтів, ділянок) визначається як середньоарифметична або середньозважена величина, а також відповідно до прогнозних кривих та емпіричних залежностей.

Запаси газу в кондиційних вугільних пластах підраховуються окремо для балансових і позабалансових запасів вугілля шляхом множення запасів вугілля на його газонасиченість, приведену до стандартних умов (газовий тиск – 0,1 МПа, температура +20°C). Методика підрахунку запасів метану некондиційних вугільних пластів і пропластків аналогічна підрахунку обсягів метану в кондиційних вугільних пластах. Обсяги газів у некондиційних пластах і пропластках визначаються шляхом множення визначеної величини газонасиченості вугілля на запаси вугілля.

Віднесення підрахованих обсягів газів вугільних пластів до відповідних груп і категорій запасів чи ресурсів здійснюється залежно від ступеня вивчення геологічної будови і газонасиченості горизонтів (ділянок). Всі підраховані на стадії розвідки обсяги газу, що знаходяться в балансових та позабалансових запасах кондиційних вугільних пластів, а також у некондиційних пластах у контурі можливого вилучення та раціонального використання метану належить відносити до балансових запасів категорії С<sub>1</sub>, а у разі відсутності по пластах визначень газонасиченості – до категорії С<sub>2</sub>.

Природні газу вуглевміщуючих порід (сорбовані вуглистою органікою, розсіяні у малопорових колекторах, водорозчинені), які залучаються до зони дегазації в процесі вуглевидобутку, підраховуються і враховуються під час розробки проекту дегазації.

Вихідними даними для підрахунку обсягів газу вуглевміщуючих порід є геологічні дані, що характеризують характер розповсюдження порід у геологічному просторі, їх літолого-фаціальний та мінеральний склад, вміст вуглефікованої органіки, фільтраційно-ємнісні властивості і показники газонасиченості, термобаричні умови залягання, характер насичення природними флюїдами, їх склад.



Методами оцінки газонасиченості порід є газова зйомка у гірничих виробках шахт та випробування герметичними керногазонабірниками. Основними технічними засобами визначення газонасиченості порід є газовий каротаж і пластовипробувачі. Газовий каротаж визначає газонасиченість найбільш газонасиченої частини вугленосних товщ – вуглистих порід і скупчень вільного газу, що становить близько 10% досліджуваного розрізу в свердловинах. За допомогою випробувачів пластів визначається характер насичення і термодинамічні умови залягання природних флюїдів лише проникної частини геологічного розрізу (пористої, тріщинуватої). Це дає змогу розрахунковим методом визначити газонасиченість порід, які вміщують водородчинені та вільні вуглеводні.

Для орієнтовної оцінки газонасиченості порід з сорбованими у вуглистій речовині газами застосовуються спеціальні номограми.

Підрахунок запасів (оцінка ресурсів) вуглеводнів вуглевміщуючих порід залежно від наявності даних з газонасиченості здійснюється по окремих літотипах і групах порід (вуглистих, безвуглистих, обводнених, практично безводних тощо), а також по всьому породному масиву загалом.

В зонах супроводжуючої поточної дегазації підрахунок запасів метану здійснюється на підставі геологічної, гірничотехнічної, технологічної та іншої інформації, що використовується для опрацювання проектів поточної дегазації горизонтів, ділянок, блоків діючих шахт. Границями підрахунку запасів приймаються контури, в межах яких вилучення метану є технологічно необхідним, або використання – економічно виправдане. Контури дегазаційного впливу гірничих виробок і свердловин встановлюються відповідно до систем їх розкриття і розробки, систем дегазації, точок розташування та довжини підземних свердловин, а також зон дегазаційного впливу поверхневих свердловин.

Оцінка якості газу здійснюється відповідно до вимог чинних стандартів і технічних вимог з урахуванням технології його вилучення, каптування і використання.

Кількість видобувних запасів метану в зонах поточної дегазації визначають під час розробки технологічних схем та проектування шахтної дегазації окремих горизонтів, ділянок, блоків за відповідними методами.

В розвантажених вуглепородних масивах підраховуються загальні запаси метану за їх наявністю на місці залягання та видобувні запаси метану, визначені відповідно до технологічних розрахунків, що проводяться на підставі результатів дослідно-промислової розробки покладу (скупчення) метану. Крім того, в окремих випадках можуть підраховуватись експлуатаційні запаси метану, що відтворюються за рахунок еманції та фільтрації при постійних термобаричних та інших умовах залягання покладу. Експлуатаційні запаси метану визначаються на підставі результатів дослідно-промислової розробки для визначеної технологічної схеми розробки покладу або дегазації вуглепо-

родного масиву. Загальні обсяги метану в техногенних покладах складаються з кількості газу, що вміщується у вугільних пластах, та газу в породах і пустотах розвантаженого масиву. Для визначення обсягів техногенних покладів метану належить залучати результати геолого-промислових досліджень у свердловинах, зокрема випробувань пластів та вимірів пластового тиску. Ці дані разом з даними про поглинання бурової рідини, геофізичними дослідженнями і вивченням керна належить використовувати для оконтурювання техногенного покладу у просторі та визначення ступеня розуцільнення вуглепородного масиву.

Для оцінки ресурсів метану у техногенних скупченнях використовується розрахована газонасиченість вугільних пластів і порід на підставі дослідження їх фільтраційно-ємнісних властивостей і визначення термобаричних умов залягання вуглеводнів у техногенному резервуарі.

Визначення належності підрахованих запасів метану до основної чи супутньої корисної копалини здійснюється залежно від мети, економічної ефективності та порядку фінансування інвестиційного проекту, у складі якого передбачені роботи з промислового видобутку метану або дегазації вуглепородного масиву.

## ВИСНОВКИ

1. Метано-вугільні родовища, розробку яких належить проводити з обов'язковим, технологічно необхідним вилученням і використанням метану, належить розглядати як комплексні родовища, в межах яких і вугілля, і метан є основними корисними копалинами.

2. Вивчення газонасиченості вугільних пластів і вміщуючих порід належить проводити в кожній свердловині, яка буриться для геологічного вивчення пластів вугілля. Крім того, для додаткового геологічного вивчення скупчень і покладів метану належить бурити і досліджувати додаткові розвідувальні і дегазаційні свердловини.

3. Дослідження газонасиченості в розвідувальних та експлуатаційних свердловинах, а також у гірничих виробках слід проводити відповідно до належним чином обґрунтованих типових комплексів геологічних та геофізичних досліджень, що розробляються для кожного типу свердловин і гірничих виробок окремо.

4. Крім прямих визначень природної метанонасиченості вугільних пластів керногазонабірниками слід проводити дослідження сорбційних властивостей вугілля в широкому діапазоні температур, тисків та вологості, а також визначати кінетику десорбційних процесів. Належить вивчати макро- і мікропористість вугілля та його дифузійні властивості. Тиск газу у вугільних пластах слід вимірювати з врахуванням їхньої повільної газовіддачі.

5. Фільтраційні властивості (проникність) вугільних пластів у природному заляганні належить вивчати як з використанням пластовипробувачів, так і з бурінням спеціальних кушів свердловин та натурних досліджень з визначення міжсвердловинної проникності. Тріщи-

нுவатість вугільних пластів та вміщуючих порід слід вивчати як у керні і гірничих виробках, так і за матеріалами ГДС. Отримані дані доцільно геометризувати. Вуглевміщуючі породи належить вивчати як з метою виявлення покладів і скупчень вільного газу, що зумовлюють раптові газовиділення у гірничих виробках, так і з метою видобутку і використання метану вугільних пластів.

6. Геологічне вивчення, геометризація і підрахунок запасів родовищ, покладів, окремих скупчень метану у вугільних товщах належить проводити як під час пошуків і розвідки родовищ вугілля, так і в процесі промислової розробки вугільних пластів та постексплуатаційної дегазації зрушеного вуглепородного масиву.

7. Відповідно до усталеної послідовності проведення робіт з видобутку метану та дегазації вугільних родовищ геологічне вивчення, геометризація покладів і підрахунок запасів метану мають спрямовуватись на забезпечення розробки відповідних проектів вилучення і використання метану:

- на родовищах метану, розташованих за межами шахтних вугільних полів, проектів промислової розробки покладів метану;

- в зонах випереджувальної дегазації нерозвантажених вуглепородних масивів – проектів вентиляції та дегазаційних систем шахт, що будуються;

- в зонах супроводжувальної (поточної) дегазації вугільних родовищ – проектів вентиляції та дегазації діючих вугільних шахт;

- в зонах зрушення погашеними гірничими виробками після видобутку вугілля – проектів робіт з моніторингу та відновлення екологічного стану навколишнього природного середовища, а також видобутку метану.

8. Наведені цілі геологічного вивчення покладів метану вугільних товщ в різних гірничо-геологічних та гірничотехнічних умовах залягання обумовлюють різні вимоги до їхнього геологічного вивчення, різні технології вилучення і використання метану, різні методи геометризації та підрахунку запасів.

9. Наявність істотних відмінностей в умовах залягання та фізичного стану покладів метану, технологія його видобутку, методах і цілях геологічного вивчення родовищ (покладів) метану залежно від їх розташування відносно фронту вугледобувних робіт дає підстави зробити висновок про чотири промислових типи родовищ (покладів) метану, для підрахування запасів яких належить розробити відповідні інструкції.

### Література

1. Бакалдина А.П. Влияние петрографического состава углей на их сорбционную метаноёмкость // Изв. высш. учебн. заведений. Горн. жур. – 1964. – № 4. – С. 10-12.

2. Булат А.Ф., Камишан В.В. О перспективах развития в Украине отрасли по извлечению метана угольных месторождений // Геотехн. механика. – Вып. 32.

3. Галецкий Л.С., Яковлев Е.А., Снисарь В.П. Эколого-геологические аспекты метаносности угольных месторождений Донбасса // Геотехн. механика. – Вып. 32.

4. Гальмиз М.П., Явний П.М. Породи-колектори газу-метану Південно-Західного району Львівсько-Волинського басейну // Геотехн. механика. – Вып. 33.

5. Голубев А.А. К вопросу разработки международной методики подсчёта запасов газа в угольных пластах // Геотехн. механика. – 2002. – Вып. 33.

6. Зося А.Н. Метаморфизм и газоносность углей Южного Донбасса // Геол. жур. – 1992. – № 6. – С.25-31.

7. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1977. – 96 с.

8. Касьянов В.В., Касимов О.И. Метод расчёта извлекаемых запасов метана в угольных месторождениях // Уголь Украины. – 1996. – № 8. – С.42-43.

9. Класифікація запасів і ресурсів корисних копалин. – К., 1997. – 11 с.

10. Козырева Е.Н., Писаренко М.В. Уточнение прогноза метановыделения из вмещающих пород и пластов-спутников // Геотехн. механика. – Вып. 32.

11. Лукинов В.В., Фичёв В.В., Клец А.П. Принципы оценки ресурсов извлекаемого метана из подработанной углепородной толщи // Геотехн. механика. – Вып. 32.

12. Международная рамочная классификация ООН запасов/ресурсов месторождений: твёрдые горючие полезные ископаемые и минеральное сырьё. – Женева, 1997.

13. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М.: Недра, 1988. – 111 с.

14. Методическое руководство по оценке ресурсов углеводородных газов угольных месторождений как попутного полезного ископаемого. – М.: Недра, 1988. – 107 с.

15. Овчаренко В.А., Лукинов В.В., Задара Г.З. Выбор наиболее перспективных объектов для метана угольных месторождений Донбасса // Геотехн. механика. – Вып. 32.

16. Пивняк Г.Г., Бондаренко В.И., Разумный Ю.Т., Лишин В.И. Анализ ресурсных запасов шахтного метана Западного Донбасса и направления его использования // Геотехн. механика. – Вып. 32.

17. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – Ростов-на-Дону: ВНИГРИуголь, 1987. – 161 с.

18. Умархаджиева Н.С., Каряев В.А. Опыт составления «Временного методического руководства по оценке ресурсов и подсчёту запасов метана угольных пластов месторождений Республики Казахстан» // Геотехн. механика. – Вып. 32.

19. Шевелев Г.А., Лукинов В.В. Газоносность горных пород Донбасса // Геотехн. механика. – Вып. 33.

женого на рис. 1, та конструкцію свердловини – рис. 2.

У таблиці 1 наведені дані про параметри

УДК 622.243.272

## ОСОБЛИВОСТІ БУРІННЯ ТА КРІПЛЕННЯ БАГАТОВИБІЙНИХ СВЕРДЛОВИН НА ШЕЛЬФІ АЗОВСЬКОГО МОРЯ

<sup>1</sup>А.В.Козлов, <sup>1</sup>А.А.Козлов, <sup>2</sup>І.І.Чудик, <sup>2</sup>А.Р.Юрич

<sup>1</sup> ДАТ “Чорноморнафтогаз”, 333000, м. Сімферополь, проспект Кірова, 52, тел. 272309, e-mail: drill@gas.crimea.ua

<sup>2</sup> ІФНТУНГ, 76019, Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. (0342) 559698 e-mail: public@nung.edu.ua

*Приводится практический опыт строительства горизонтальной многозабойной скважины на морском шельфе с использованием усовершенствованных технологий бурения и крепления основного и бокового стволов.*

*Practical experience of offshore horizontal branched well by using of modern drilling and main and branch holes casing technologies is giving in this article.*

До сучасних методів підвищення нафто-віддачі пластів з використанням нових технологій і технічних засобів відноситься розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ з використанням горизонтальних свердловин (ГС) і розгалужено-горизонтальних свердловин (РГС). Як свідчить теорія і практика буріння свердловин, у нашій державі та за кордоном РГС і ГС є ефективними на родовищах з низькопроникними і неоднорідними пластами; пластами малої товщини; пластами з розвинутою системою вертикальних тріщин; покладами з високою пластовою температурою (95–100<sup>0</sup>С); покладами з високопарафіністими нафтами (більше 10%) з температурою 30–33<sup>0</sup>С. Їх можна також використовувати на відпрацьованих до 75–80% родовищах, в зонах континентального шельфу та для розробки покладів, які знаходяться під охоронними зонами і водоймами [1, 3].

З метою підвищення ефективності будівництва і експлуатації горизонтальних свердловин необхідне впровадження сучасних технологій, які забезпечують проводку ГС і РГС з оптимальними траєкторіями стволів свердловин і надійністю експлуатаційних можливостей.

Одним із прикладів впровадження нових технологічних рішень у процесі будівництва свердловини є розробка родовищ на морському шельфі. В результаті буріння свердловини № 10 в Азовському морі за шостим, найвищим, рівнем складності класифікації АРІ на Північно-Булганакському родовищі ДАТ “Чорноморнафтогаз” було отримано два розгалужених стовбури.

Враховуючи геологічні умови буріння свердловини, технологічні умови та експлуатаційні параметри видобувної свердловини, безпечну експлуатацію і охорону навколишнього середовища, було вибрано тип профілю, зобра-

профілю свердловини, а в таблиці 2 – КНБК для його реалізації.

Згідно з прийнятою конструкцією з метою забезпечення нормальної циркуляції бурового розчину при поглибленні свердловини до 100 м від рівня стовбура ротора стаціонарної плавучої бурової установки (СПБУ) “Таврида” було спущено водоізолюючу зварну колону діаметром 720 мм. Ця колона не опресовувалася і на неї не установлювалося противикидне обладнання. Буріння під цю колону здійснювалось долотом 490 С-ЦВ з КНБК № 1 і ступеневим розширенням до 914 мм – КНБК № 2.

Після спуску водовідділяючої колони в процесі подальшого буріння існує небезпека прориву морської води в свердловину. Щоб запобігти цьому, було спущено дублюючу ізоляційну колону на більшу глибину. Буріння в інтервалі свердловини (100–200 м) проводилося КНБК № 1, а розширення – КНБК № 3. Вертикальність стовбура при бурінні та розширенні забезпечувалася оптимальними режимно-технологічними параметрами (РТП): осьовим навантаженням на долото 5 т, швидкістю обертання ротора 90 об/хв і подачею бурових насосів 55 л/с.

Для буріння під кондуктор (в інтервалі від 200–450 м) використовувалася жорстка компоновка з двома калібраторами (№ 4). Розширення стовбура свердловини в цьому інтервалі не проводилося. Для забезпечення вертикальності використовувалися такі РТП: навантаження на долото – 6–10 т, швидкість обертання ротора – 90 об/хв і подача насосів – 55 л/с. Цементування проводилося з використанням стандартного обладнання і оснащення низу обсадної колони.

Наступний інтервал вертикального стовбура свердловини після кондуктора (450 – 650 м) бурили і шаблонували за допомогою КНБК № 5. Це дало змогу спустити на глибину 650 м технічний пристрій (ТП) “Splitter” (рис. 3) діамет-