

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



## ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

### МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ ДО ВИКОНАННЯ ПРАКТИЧНИХ РОБІТ

*студентам спеціальності*

**185 «НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЇ»**

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2019

Коровяка Є.А. Оцінка газоносності метановугільних родовищ. Методичні рекомендації до виконання практичних робіт для студентів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» / Є.А. Коровяка; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Д.: НТУ «ДП», 2019. – 33с.

Автори:

Є.А. Коровяка, канд. техн. наук, доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння

Затверджено методичною комісією зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 8 від 21.11.19р.) за поданням кафедри нафтогазової інженерії та буріння (протокол № 4 від 12.11.19р.).

Розглянуто теоретичні відомості про ключові питання розрахунків параметрів зон скупчення метану у порушеному і непорушеному вуглепородних масивах.

Рекомендації будуть сприяти активізації знань студентів.

Призначено для бакалаврів спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології».

## ЗМІСТ

### **1. ПРАКТИЧНА РОБОТА 1**

МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ  
ЗОН ПІДВИЩЕНОЇ ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ У ПОРУШЕНОМУ  
ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ 4

### **2. ПРАКТИЧНА РОБОТА 2**

ПРОГНОЗУВАННЯ ЗОН СКУПЧЕННЯ ВІЛЬНОГО МЕТАНУ У  
НЕПОРУШЕНОМУ ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ 13

### **3. ПРАКТИЧНА РОБОТА 3**

КЛАСИФІКАЦІЯ ТА РОЗРАХУНОК РІЗНИХ ТИПІВ ТИСКУ В  
ЗЕМНІЙ КОРИ. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ, ЯКІ  
ВПЛИВАЮТЬ НА ДЕБІТ СВЕРДЛОВИН 19

### **4. ПРАКТИЧНА РОБОТА 4**

МЕТОДИКИ ПІДРАХУНКУ РЕСУРСІВ (ЗАПАСІВ) МЕТАНУ  
ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ 21

# ПРАКТИЧНА РОБОТА 1

## МЕТОДИКА ПРОГНОЗУВАННЯ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ЗОН ПІДВИЩЕНОЇ ГАЗОНАСИЧЕНОСТІ У ПОРУШЕНОМУ ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ

**Мета:** навчити студентів принципам прогнозування та визначення параметрів зон підвищеної газонасиченості у порушеному вуглепородному масиві.

### 1. Вихідні дані

Для прогнозування газонасиченості та оцінки густоти ресурсів техногенних скупчень метану (ТСМ) потрібно використовувати:

- характеристику відробленої ділянки або закритої шахти з вуглевидобутку та метанонасиченості;
- плани відроблених ділянок вугільних пластів або закритих шахт, які призначені до видобутку метану;
- вертикальні геологічні розрізи по простяганню і вхрест простягання пластів;
- паспорти відроблених виїмкових ділянок з дегазаційними заходами;
- стратиграфічні розрізи геологорозвідувальних свердловин, стволів і інших виробок;
- характеристики вугільних пластів та порід у підробленій вуглепородній товщі;
- відомості про газопрояви в гірничих виробках та свердловинах на прогнозованій площі.

### 2. Послідовність проведення прогнозу

2.1. На плані гірничих виробок відпрацьованного вугільного пласта визначити межу та сітку координат площі, призначеної для прогнозування.

2.2. На цій площі визначити наявність та кількість розвідувальних або технологічних свердловин з інформацією про стратиграфічний розріз породної товщі, літологію та властивості порід з природної газонасиченості, пористості, газо- та водонасиченості, тиску газу.

2.3. Устя свердловини розташовують відповідно до системи координат площі, яка вибрана для прогнозування.

2.4. Окремо по кожній свердловині виконують оцінюють густоту ресурсів ТСМ у пісковиках, вугільних пластах та прошарках.

2.5. На плані гірничих виробок у межах прогнозованої площі складають карту ізоліній густоти ресурсів ТСМ, виділяють зони підвищеної газонасиченості (ПГ) та знаходять їх параметри.

### 3. Оцінка густоти ресурсів метану в підроблених пісковиках

3.1. Дійсну густоту ресурсів метану для товщі підроблених порід  $h_{m.n}$  (м) в напрямку до покрівлі, оцінюють за формулою:

$$h_{m.n} \leq k_{yn} k_l \frac{250 m_{en}}{\varepsilon_{кр.п} 10^3}, \quad (1)$$

де  $k_{yn}$  – коефіцієнт, який залежить від способу керування покрівлею у відробленій лаві, у разі:

$k_{yn} = 1,0$  – повного обвалення порід покрівлі;

$k_{yn} = 0,8$  – утримування на кострах;

$k_{yn} = 0,4$  – повного закладання відробленого простору;

$k_l$  – коефіцієнт, який враховує вплив ступеня вуглефікації вугілля на розміри склепіння розвантаження порід покрівлі, визначається відповідно до НПАОП 10.0-7.08 за таким виразом:

$$k_l = 1,88 \exp(-0,018 V^{daf}) \quad (2)$$

або за кривою, наведеною на рис. 1;

$m_{en}$  – виймана потужність відробленого вугільного пласта, м;

$\varepsilon_{кр.п}$  – граничні деформації розтягу порід. Для газонасичених пісковиків

Донбасу  $\varepsilon_{кр.п} = 3 \dots 4 \cdot 10^{-3}$ ;

$V^{daf}$  – вихід летких речовин вугілля відпрацьованого вугільного пласта, %;

$\exp = e^x$ .

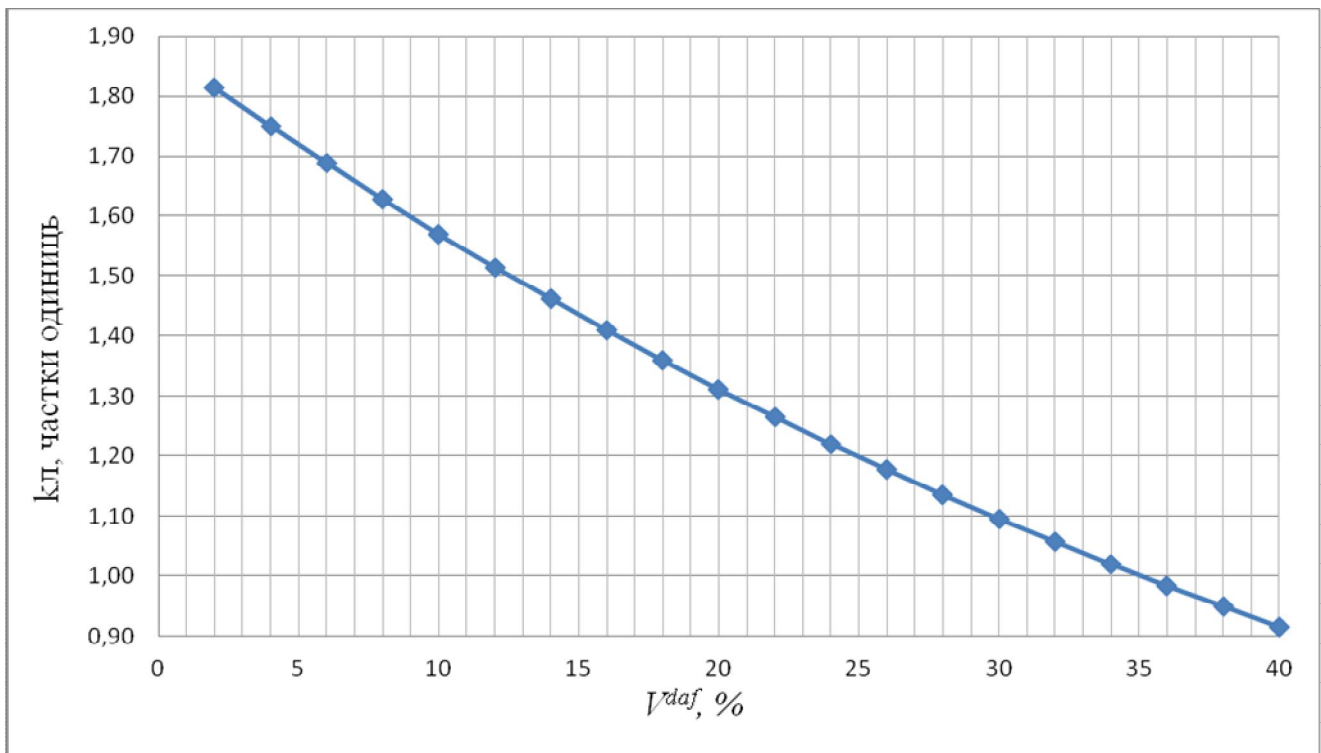


Рис. 1 – Крива для визначення коефіцієнта  $k_l$

3.2. Окремо для кожної свердловини визначають кількість пісковиків товщиною  $h_{m.n}$  більшою за 5 м, які залягають у стратиграфічному інтервалі (або меншої товщини, якщо за ними зафіксовані газопрояви в гірничі виробки чи свердловини). Для кожного пісковика визначають товщину, глибину залягання, природну пористість та газонасиченість  $x_{ni}$ . Якщо відсутні дані про природну газонасиченість пісковиків, то вона згідно з роботою [2] визначається для кожного пісковика окремо за виразом:

$$x_{ni} = k_{en} \cdot \frac{0,0085 \gamma_e \cdot H_i}{p_0}, \quad (3)$$

де  $k_{en}$  – коефіцієнт ефективної пористості пісковика в частках одиниць,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;

$\gamma_e = 1 \text{ т}/\text{м}^3$  – густина води;

$H_i$  – глибина залягання пісковика, м;

$p_0 = 0,1 \text{ МПа}$  – нормальний тиск повітря.

Якщо дані з пористості пісковиків відсутні, то величину  $k_{en}$  визначають залежно від літогенетичних типів порід для окремих геологічних районів відповідно до [3].

3.3. Для кожного пісковика біля кожної свердловини визначають техногенну газонасиченість  $q_{ni}$  в метрах кубічних газу на метр кубічний породи за формулою:

$$q_{ni} = \frac{x_{ni} \cdot M_{ni}}{h_{m.n}}, \quad (4)$$

де  $M_{ni}$  – відстань по нормалі від покрівлі відпрацьованого вугільного пласта до середини товщини пісковика, м.

3.4. Густану ресурсів ТСМ у підроблених пісковиках для окремої свердловини  $P_{nm}$  в метрах кубічних газу на метр квадратний площі розраховують так:

$$P_{nm} = \Sigma(q_{ni} \cdot m_{ni}), \quad (5)$$

де  $m_{ni}$  – товщина пісковика, м.

#### 4. Оцінка густоти ресурсів ТСМ у підроблених вугільних пластах

4.1. Дійсну густану ресурсів ТСМ для товщі підроблених порід  $h_{m.в.}$  (м) в напрямку до покрівлі, визначають оцінюють за формулою:

$$h_{m.в} = k_{y.n} k_l \frac{250 m_{вн}}{\varepsilon_{кр.в} 10^3}, \quad (6)$$

де  $\varepsilon_{кр.в}$  – граничні деформації розтягу вугілля, частки одиниць. Для газоносних вугільних пластів Донбасу  $\varepsilon_{кр.в} = 2 \cdot 10^{-3}$ .

4.2. Окремо для кожної свердловини визначають кількість газоносних вугільних пластів та прошарків товщиною  $h_{m.в}$  більшою за 0,2 м, згідно з роботою [4]. Визначають також показники пластової густини вугілля та природної метанонасиченості.

4.3. Для кожного вугільного пласта або прошарку біля кожної свердловини визначають техногенну газонасиченість  $q_{вi}$  у метрах кубічних газу на метр кубічний вугілля за виразом:

$$q_{в.i} = \frac{(x_{ni} - x_{zi}) \gamma_{вi} M_{вi}}{h_{m.в}}, \quad (7)$$

де  $x_{ni}$ ,  $x_{zi}$  – пластова природна та залишкова газонасиченість досліджуваного пласта або прошарку, м<sup>3</sup>/т;

$\gamma_{вi}$  – пластова густина вугілля досліджуваного пласта або прошарку, т/м<sup>3</sup>;

$M_{вi}$  – відстань по нормалі від покрівлі відпрацьованого вугільного пласта до досліджуваного пласта або прошарку, м;

Показники  $x_{ni}$  та  $x_{zi}$  визначають через коефіцієнт перерахунку газонасиченості за даними зольності та вологості згідно з НПАОП 10.0-7.08. Якщо показники газонасиченості невідомі, то вони приймаються відповідно до показників газонасиченості відпрацьованого вугільного пласта.

4.4. Густану ресурсів ТСМ у підроблених вугільних пластах та прошарках для окремої свердловини  $P_{вm}$  в метрах кубічних газу на метр квадратний площі розраховують так:

$$P_{вm} = \Sigma(q_{вi} \cdot m_{вi}). \quad (8)$$

де  $m_{вi}$  – потужність вугільного пласта або прошарку, м.

## 5. Оцінка густоти ресурсів ТСМ в підробленому вуглепородному масиві

Для кожної окремої свердловини густану ресурсів ТСМ в підробленому вуглепородному масиві  $P_m$  (в м<sup>3</sup> газу/м<sup>2</sup> площі) визначають як суму густоти ресурсів в пісковиках та вугільних пластах і прошарках, тобто на метр квадратний площі визначають згідно з формулою:

$$P_m = P_{nm} + P_{em}. \quad (9)$$

## **6. Карта ізоліній густоти ресурсів ТСМ**

6.1. За даними координат устя свердловини та показників густоти ресурсів ТСМ для кожної окремої свердловини на плані гірничих виробок методом інтерполяції (або іншим методом) складають карту ізоліній густоти ресурсів ТСМ в підробленому вуглепородному масиві на прогнозованій площі.

6.2. На складену карту ізоліній наносять довільну систему координат з поділенням осей на інтервали, які відповідають середній відстані між свердловинами на прогнозованій площі. Далі для кожної клітинки визначають показники густоти ресурсів ТСМ, за якими розраховують середнє значення густоти ресурсів ТСМ на прогнозованій площі.

6.3. На карті ізоліній густоти ресурсів наносять ізолінії середнього значення густоти ресурсів ТСМ, виділяють зони ПГ та визначають їх параметри.

**7. Приклад прогнозування зон ПГ та визначення їх параметрів у порушеному вуглепородному масиві наведено у додатку А.**

## **Бібліографічний список**

1. Дудля М.А. Прогноз газоносності вугільних родовищ [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Б.В. Бокій. – Д.: Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет», 2014. – 550 с.

2. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1988. - 110 с.

3. Інструкція із застосування класифікації запасів і ресурсів корисних копалин Державного фонду надр до родовищ вугілля. Київ, 2004. – 71 с. Затверджена наказом ДКЗ України 25.10.2004 р. № 225.

4. Анциферов А.В. Газоносность угольных месторождений Донбасса [Текст] / А.В. Анциферов, М.Г. Тиркель, М.Т. Хохлов и др. – К.: Наук. думка, 2004. – 232 с.



## Додаток А

Приклад застосування методики прогнозування зон підвищеної газонасиченості та визначення їх параметрів у порушеному вуглепородному масиві

1. Приклад прогнозування та визначення параметрів зон ПГ у порушеному вуглепородному масиві розглядають на відпрацьованій ділянці шахти імені О.Ф. Засядька, де відпрацьовані 14 – 17 східні лави по вугільному пласту  $m_3$ .

1.1 Початкові дані для прогнозування зони підвищеної газонасиченості наведені у табл. 1.

Таблиця 1. - Початкові дані для прогнозування

№	Назва показника та позначка	Значення
1	Розміри відпрацьованої ділянки, де виконується прогнозування: – в напрямку простягання порід, м – вхрест простягання, м	1500 1000
2	Глибина залягання $H$ відпрацьованого вугільного пласта $m_3$ , м	від 1210 до 1300
3	Кут падіння порід, град	від 5 до 10
4	Виймана потужність $m_{en}$ відробленого вугільного пласта $m_3$ , м	від 1,65 до 2,0
5	Марка видобутого вугілля	Ж, К
6	Вихід летких речовин, $V^{daf}$ , %	від 30,5 до 33,6
7	Пластова природна газонасиченість $x_n$ вугілля пласта $m_3$ , $m^3/t$	17,7
8	Пластова залишкова газонасиченість $x_3$ вугілля пласта $m_3$ , $m^3/t$	2,04
9	Густина вугілля $\gamma_6$ , $t/m^3$	1,28
10	Спосіб управління покрівлею у відпрацьованих лавах	Повне обвалення порід

1.4. Окремо для кожної свердловини розраховують густоту ресурсів ТСМ у пісковиках товщиною, більшою за 5,0 м. У цьому прикладі розрахунки виконані за даними свердловини № 320, де  $m_{en} = 1,7$  м,  $V^{daf} = 32$  %,  $k_n = 1,07$ ,  $k_y = 1,0$ .

– Згідно з формулою (1) визначають товщину порід  $h_{m.n}$  по нормалі від відробленого пласта в напрямку покрівлі, де виконують розрахунки густоти ресурсів ТСМ у пісковиках ( $h_{m.n} = 129$  м).

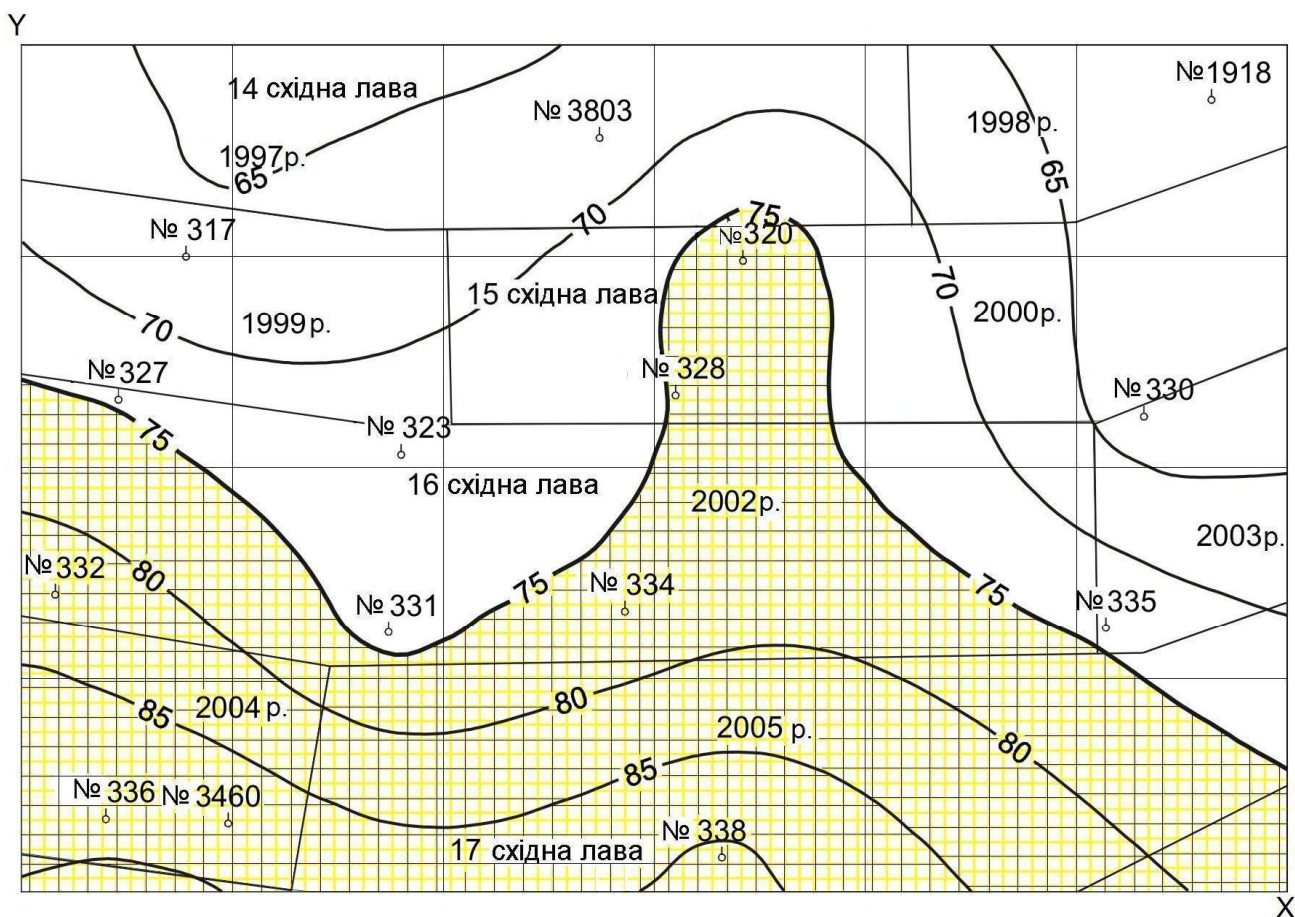


Рис. 2 – Карта ізолій густоти ресурсів ТСМ

– У стратиграфічному інтервалі товщиною  $h_{m.n}$  визначили три газонасичені пісковики із символікою:  $m_4^4Sm_6$  та два пісковики –  $m_4Sm_4^1$ . Глибину залягання, товщину, відстань від відпрацьованого пласта  $m_3$  та показники ефективної пористості заносять до табл. 2.

– Згідно з формулою (3) розраховують показники природної газонасиченості пісковиків  $x_{ni}$  (табл. 2).

Таблиця 2. - Оцінка густоти ресурсів ТСМ у пісковиках для свердловини № 320

Назва пісковіку	Глибина залягання пісковіку $H_{ni}$ , м	Товщина пісковіку $m_{ni}$ , м	Відстань від відробленого пласта $M_{ni}$ , м	Коефіцієнт ефективної пористості пісковіку $k_{eni}$	Природна газонасиченість пісковіку $x_{ni}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Техногенна газонасиченість $q_{ni}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Густота ресурсів $P_{ni}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>
$m_4Sm_4^1$	1131,0	31,0	53,0	2,1	2,02	0,83	25,8
$m_4Sm_4^1$	1107,0	13,0	77,0	2,1	1,97	1,18	15,3
$m_4^4Sm_5$	1065,0	10,0	119,0	2,3	1,90	1,76	17,6
Усього							58,7

– За формулою (4) для кожного пісковика розраховують показники його техногенної газонасиченості  $q_{ni}$  (табл. 2).

– Використовуючи формулу (5), обчислюють густоту ресурсів ТСМ у підроблених пісковиках (табл. 2).

1.5. Окремо для кожної свердловини оцінюють густоту ресурсів ТСМ в вугільних пластах товщиною 0,2 м та більше.

– Згідно з формулою (6) визначають висоту товщі порід  $h_{m.6}$  по нормалі від відпрацьованого пласта в напрямку покрівлі, де оцінюють густоту ресурсів ТСМ у підроблених вугільних пластах. Для умов свердловини № 320  $h_{m.6} = 225$  м.

– У стратиграфічному інтервалі товщиною  $h_{m.6}$  визначено чотири вугільних пласта:  $m_4^A$ ,  $m_5^H$ ,  $m_5^B$ ,  $m_6^1$ . Глибину залягання, потужність, відстань від відробленого пласта  $m_3$  заносять до табл. 3.

Таблиця 3. - Оцінка густоти ресурсів ТСМ у підроблених вугільних пластах для свердловини № 320

Назва пласта	Глибина залягання пласта $H_{ei}$ , м	Потужність пласта $m_{ei}$ , м	Відстань від відпрацьованого пласта $M_{ei}$ , м	Природна газонасиченість пласта $x_{ei}$ , м <sup>3</sup> /т	Залишкова газонасиченість пласта $x_{zi}$ , м <sup>3</sup> /т	Техногенна газонасиченість $q_{ei}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Густота ресурсів $P_{ei}$ , м <sup>3</sup> /м <sup>2</sup>
$m_3$	1184,0	2,2	0,0	17,7	2,04	–	–
$m_4^A$	1076,0	0,6	108,0	17,7	2,04	9,6	5,7
$m_5^H$	1036,0	0,3	148,0	17,7	2,04	13,2	3,9
$m_5^B$	1023,0	0,4	161,0	17,7	2,04	14,3	5,7
$m_6^1$	1014,0	0,3	170,0	17,7	2,04	15,1	4,5
Всього							19,8

– Пластову природну та залишкову газонасиченість досліджуваних пластів згідно з НПАОП 10.0-7.08 приймають такою, що дорівнює відробленому пласту  $m_3$ . Дані з природної та залишкової газонасиченості досліджуваних пластів відповідно до таблиці 3.

– За допомогою формули (7) визначають показники техногенної газонасиченості  $q_{ei}$  для кожного вугільного пласта (табл. 3).

– Згідно з формулою (8) розраховують густоту ресурсів ТСМ у підроблених вугільних пластах  $P_{ei}$  (табл. 3).

1.6. Використовуючи формулу (9), для кожної окремої свердловини за сумою густоти ресурсів ТСМ у пісковиках та вугільних пластах розраховують густоту ресурсів ТСМ у підробленому вуглепородному масиві  $P_m$ . Для свердловини № 320  $P_m = 58,7 + 19,8 = 78,5$  м<sup>3</sup>/м<sup>2</sup>.

1.7. На прогнозовану площу наносять умовну систему координат (X, Y), де вісь X спрямована по простяганню вугільних пластів, а вісь Y – вхрест простягання. Квадрат сітки має відповідати середній відстані між свердловинами. У цьому разі він дорівнює 250 м × 250 м.

– Для кожної свердловини визначають координати  $(x_i, y_i, z_i)$ , де  $x_i$  та  $y_i$  – координати свердловини, а  $z_i$  – розрахована густина ресурсів ТСМ.

– За цими даними методом інтерполяції складають карту ізоліній густоти ресурсів ТСМ відповідно до рис. 2, де кривими лініями відображено густоту ресурсів.

– Визначають середнє значення густоти ресурсів ТСМ. Для цього використовують умовно нанесену систему координат. У кожному квадраті системи координат визначають свердловини з даними густоти ресурсів ТСМ і розраховують середнє значення густоти ресурсів для цього квадрата. Це значення присвоюють центру квадрата. Такі розрахунки проводять для всієї прогнозованої площі, починаючи з лівого верхнього квадрата системи координат зі зміщенням на половину квадрата спочатку вправо до кінця площі, а потім униз. На основі всіх отриманих даних визначають середнє значення густоти ресурсів ТСМ на прогнозованій площі. На цій площі воно складає  $75,1 \text{ м}^3/\text{м}^2$ .

– На карті ізоліній густоти ресурсів ТСМ наносять ізолінію середнього значення густоти ресурсів метану. Вона практично співпадає з ізолінією із значенням 75, зображеною на рис. 2 жирною. Зона з показниками густоти ресурсів ТСМ більшими за  $75 \text{ м}^3/\text{м}^2$ , є зоною ПГ (на рис. 2 зона ПГ заштрихована).

– Таким чином, на прогнозованій площі визначена зона ПГ, яка розташована у північній половині площі і обмежена ізолінією густоти ресурсів ТСМ  $75 \text{ м}^3/\text{м}^2$ . Найбільші значення густоти ресурсів метану становлять  $90 \text{ м}^3/\text{м}^2$ . Розмір зони на площі в напрямі простягання порід – 1500 м, а вхрест простягання – змінюються від 300 до 800 м. Товщина зони ПГ  $h_{m,в}$  від відпрацьованого вугільного пласта  $m_3$  в напрямі покрівлі змінюється від 200 до 225 м.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 2

### ПРОГНОЗУВАННЯ ЗОН СКУПЧЕННЯ ВІЛЬНОГО МЕТАНУ У НЕПОРУШЕНОМУ ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ

**Мета:** навчити студентів принципам прогнозування зон скупчення вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві

#### 1. Вихідні дані

Для прогнозування зон скупчення вільного метану (ЗСВМ) у непорушеному вуглепородному масиві необхідно використовувати:

- перспективні плани гірничих виробок по пластах, які плануються до розробки даною шахтою;
- гіпсометричні плани вугільних пластів;
- вертикальні геологічні розрізи по простяганню і вхрест простягання пластів;
- сейсмогеологічні розрізи геофізичних профілів вхрест простягання геологічних структур;
- стратиграфічні розрізи геологорозвідувальних свердловин, стволів та інших виробок;
- відомості про газопрояви в геологорозвідувальних свердловинах на площі шахтного поля;
- відомості про вивчення газонасиченості вуглепородного масиву та гідродинамічні параметри горизонтів (пластовий тиск, відкрита пористість) на досліджуваному шахтному полі та сусідніх полях і ділянках, які характеризуються аналогічними умовами залягання;
- геологічні звіти про розвідку (дорозвідку) шахтного поля або ділянки (резервного блока).

#### 2. Інтервал, в межах якого виконується прогнозування ЗСВМ

Для кожного вугільного пласта, який планується до розробки, визначають перспективний для попередньої дегазації стратиграфічний інтервал або товщину вуглепородного масиву в межах якого виконується прогнозування ЗСВМ. Товщину вуглепородного масиву  $h_{n.д.}$ , м, стратиграфічного інтервалу розраховують за формулою:

$$h_{n.д.} = h_{нокр.} + h_{нид}, \quad (1)$$

де  $h_{нид}$  – відстань від вугільного пласта, що планується до розробки, по нормалі в напрямку залягання порід підосви, м;

$$h_{нид} = 37m_e \quad (2)$$

$h_{нокр.}$  – відстань від вугільного пласта, що планується до розробки, по нормалі в напрямку залягання порід покрівлі, м

$$h_{m.n} = k_n \frac{250 m_{en}}{\varepsilon_{кр.n} 10^3} \quad (3)$$

де  $m_e$  – виймана потужність вугільного пласта, що планується до розробки, м;

$\varepsilon_{кр.п}$  – граничні деформації розтягу порід, які дегазуються, частки одиниць;

$k_n$  – коефіцієнт, що враховує вплив ступеня вуглефікації вугілля на розміри склепіння розвантаження порід покрівлі. Згідно з ДНАОП1.1.30–6.09.93

$$k_n = 1,88 \exp(-0,018 V^{daf}) \quad (4)$$

де  $V^{daf}$  – вихід летких речовин, %.

### 3. Потенційні можливості газонасиченості

У вибраному стратиграфічному інтервалі треба вивчити потенційні можливості газонасиченості та відібрати породи-колектори (пісковики) товщиною, більшою за 5 м, для яких виконують прогнозування ЗСВМ.

### 4. Методика розрахунку параметрів ЗСВМ

4.1. За параметри ЗСВМ приймають її розміри зони на плані, найбільшу товщину, м, та параметри локальних антиклінальних складок  $l_i$ ,  $h_{ai}$ .

4.2. Для найтовщого пісковика у вибраному стратиграфічному інтервалі складають карту локальних складок відповідно до дод. А та карту ізопакіт відповідно до дод. Б.

4.3. На карті локальних складок визначають ізолінії, що обмежують локальні антиклінальні складки в плані.

4.4. Для кожної антиклінальної складки послідовно від периферії до склепіння визначити її розміри: ширину  $l_i$  та висоту  $h_{ai}$  в межах  $i$ -ї ізолінії у метрах.

4.5. Для кожної ізолінії від периферії складки до її склепіння розраховують критичну товщину пісковика-колектора  $m_{кр.i}$  у метрах, що обмежує формування ЗСВМ за рахунок тріщиноутворення в процесі вигину в антиклінальну локальну складку, за формулою

$$m_{кр.i} = 0,0005 \frac{\ell_i^2}{h_{ai}} \quad (5)$$

4.6. Межу ЗСВМ на плані визначають між ізолініями, відповідно до розрахованих значень товщини пісковиків за такими формулами

$$m_{кр.i} > m_{п i} \text{ та } m_{кр.i+1} < m_{п i+1} \quad (6)$$

де  $m_{кр.i}$  – значення критичної товщини шару пісковика-колектора в межах  $i$ -ї ізолінії, м;

$m_{п i}$  – товщина пісковика-колектора, м.

4.7. Найбільшу товщину ЗСВМ розраховують так:

$$M = m_{н.с} - m_{кр.с}, \quad (7)$$

де  $m_{н.с}$  – товщина пісковика-колектора в частині склепіння локальної антиклінальної складки, м;

$m_{кр.с}$  – критична товщина шару пісковика-колектора в частині склепіння локальної антиклінальної складки, м.

4.8 Для подальшого прогнозу в межах кожної локальної антиклінальної складки вибирають пісковики товщиною, більшою за  $m_{кр.с}$ .

## **5. Нанесення ЗСВМ на перспективні плани гірничих виробок**

Визначена ЗСВМ наноситься на перспективні плани гірничих виробок по пластах, що плануються до розробки.

## **6. Приклад прогнозування ЗСВМ у непорушеному вуглепородному масиві наведено у додатку Б**

### **Бібліографічний список**

1. Дудля М.А. Прогноз газоносності вугільних родовищ [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Б.В. Бокій. – Д.: Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет», 2014. – 550 с.

Приклад приклад прогнозування зон скупчення вільного метану у непорушеному вуглепородному масиві

1. Приклад розрахунку ЗСВМ у непорушеному вуглепородному масиві розглядають на резервній площі шахти ім. О.Ф. Засядька.

1.1. До розробки планують вугільний пласт  $m_3$ . Марка вугілля Ж, К, вихід летких речовин  $V^{daf} = 33 \%$ . Потужність пласта 1,55 м, запланована виймана потужність  $m_6 = 1,8$  м. Кут падіння пластів від 4 до 6 град; газоносність вугільного пласта  $m_3$  20 м<sup>3</sup>/т.

1.2. Визначають відстань у напрямку порід покрівлі  $h_{нокр}$ , м, до верхньої межі інтервалу, в якому виконують прогнозування ЗСВМ за такою формулою:

$$h_{нокр} = k_l \frac{250m_6}{\varepsilon_{кр.п} 10^3} = 1,05 \frac{250 \cdot 1,8}{3,7 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3} = 127,7 \text{ м}, \quad (1)$$

де  $k_l = 1,05$ ;

$\varepsilon_{кр.п} = 3,7 \cdot 10^{-3}$  – граничні деформації розтягу порід пісковиків світи  $C_2^7$  на шахті ім. О.Ф. Засядька

$h_{нид}$  – відстань від пласта  $m_3$  у напрямку порід підшви до нижньої межі зони, на якій виконують прогнозування, м,

$$h_{нид} = 37 m_6 = 3,7 \cdot 1,8 = 66,6 \text{ м}. \quad (2)$$

1.3. Стратиграфічний інтервал або товщу вуглепородного масиву  $h_{н.д}$ , м, в межах якого роблять прогноз ЗСВМ, розраховують так:

$$h_{н.д} = h_{нокр} + h_{нид} = 127,7 + 66,6 = 194,3 \text{ м}. \quad (3)$$

1.4. У цьому інтервалі на глибині 1313 м і до глибини 1508 м залягають пісковики-колектори: під вугільним пластом  $m_3$  на відстані 7,5 м від нього залягає один пісковик  $m_2 Sm_3$  товщиною 14,5 м; над вугільним пластом  $m_3$  знизу угору залягають три пісковики:  $m_3 SM_4^1$  товщиною 7,2 м,  $M_4^1 Sm_4^1$  товщиною 33,0 м та  $M_5 Sm_5^1$  товщиною 22,8 м.

Для дослідження вибирають найбільший за товщиною у цьому інтервалі пісковик  $M_4^1 Sm_4^1$  (товщиною 33,0 м).



По покрівлі пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  складають карту локальних складок. У районі свердловин Щ-9, 3879, 3971, 3853, 3767, 3901 виділяють велику локальну антиклінальну складку. По ізолінії  $\pm 0$  ширина складки складає 2100 м, висота – 57 м (див. рис. 3).

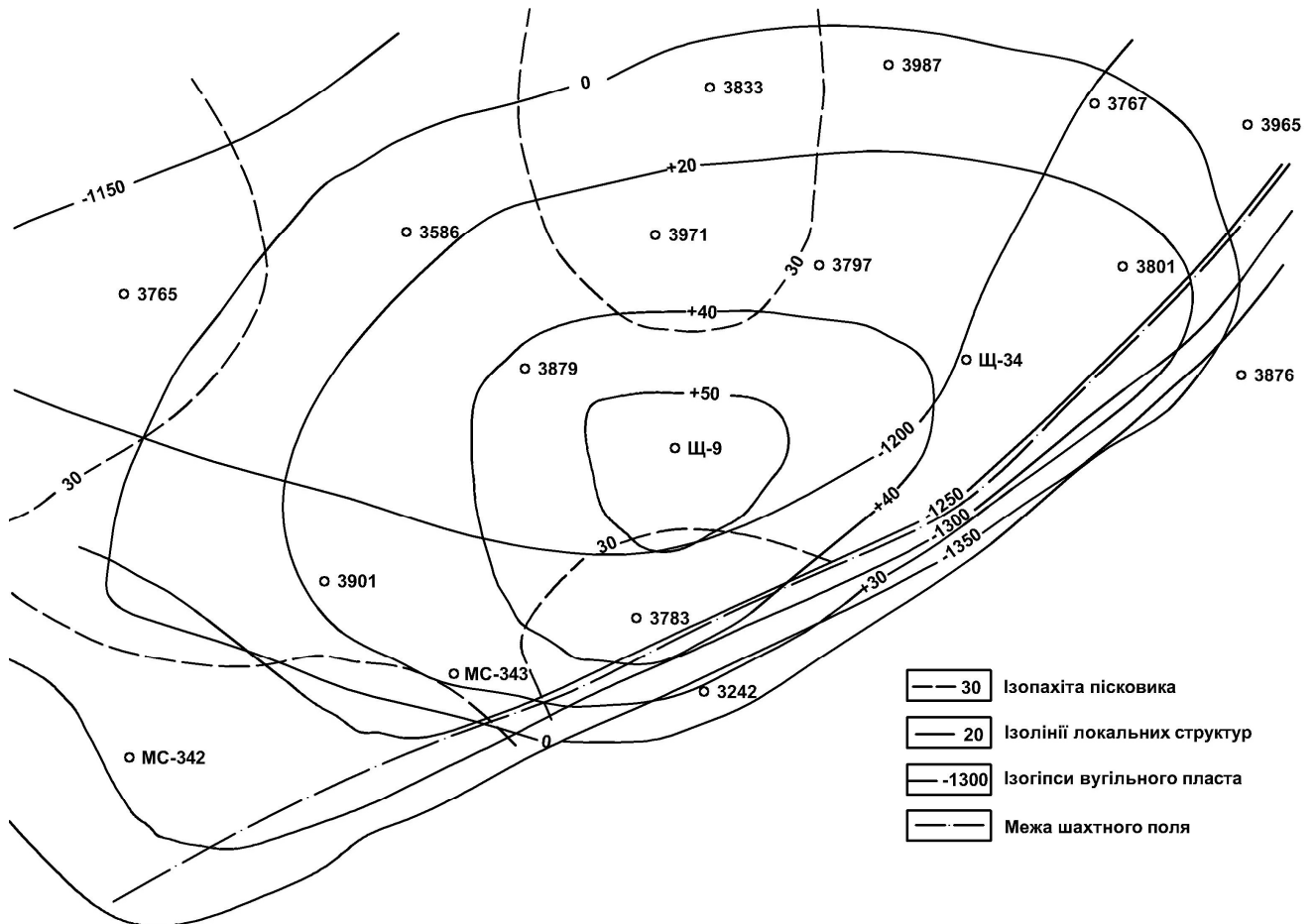


Рис. 3. – Карта локальних складок та ізопахіт пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  на резервній площі шахти ім. О.Ф. Засядька

1.5. Критичну товщину пісковика  $m_{кр.і}$ , м, на відмітці ізолінії  $\pm 0$  м визначають за формулою

$$m_{кр.і} = 0,0005 \frac{\ell^2}{h} = 0,0005 \frac{4410000}{57} = 38,8 \text{ м.} \quad (4)$$

Критична товщина пісковика на відмітці ізолінії  $\pm 0$  м перевищує товщину пісковика  $M_4^1Sm_4^1$

На відмітці ізолінії +20 м ширина складки складає 1665 м, висота – 37 м. Критична товщина пісковика 37,5 м також перевищує товщину пісковика  $M_4^1Sm_4^1$ .

1.6. На відмітці ізолінії +40 м ширина складки складає 1050 м, висота – 17 м. Критична товщина пісковика дорівнює 32,5 м, що майже відповідає товщині пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  (33,0 м), отже границю ЗСВМ у пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  проводимо по ізолінії локальних складок +40 м.

1.7. На відмітці ізолінії +50 м ширина складки складає 525 м, висота – 7 м. Критична товщина пісковика – 19,7 м. Отже товщина ЗСВМ у склепінні в районі свердловини Щ-9  $33,0 - 19,7 = 13,3$  м.

1.8. Таким чином, у пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  прогнозується ЗСВМ, що по площі обмежена ізолінією локальної складки +40 м. Товщина зони змінюється від 13,3 м у склепінній частині складки до нульових значень на межі зони.

З огляду на те, що критична товщина пісковика для даних параметрів локальної складки в межах її склепінної частини  $m_{кр.}$  має значення 19,7 м, то пісковики  $m_2Sm_3$  і  $m_3SM_4^1$ , товщиною 14,5 і 7,2 м, відповідно, не виявляють інтересу для прогнозування в них ЗСВМ. У пісковика  $M_5Sm_5^1$  можлива наявність ЗСВМ у присклепінній частині складки, де  $m_{кр.с} < m_{н.с}$  ( $19,7 < 22,8$ ).

Виділена ЗСВМ у пісковика  $M_4^1Sm_4^1$  наноситься на перспективний план гірничих виробок по пласту  $m_3$  для проведення робіт з попередньої дегазації непорушеного вуглепородного масиву.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 3

### КЛАСИФІКАЦІЯ ТА РОЗРАХУНОК РІЗНИХ ТИПІВ ТИСКУ В ЗЕМНІЙ КОРІ. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ДЕБІТ СВЕРДЛОВИН

**Мета:** засвоїти методи кількісної оцінки різних видів тиску в земній корі та принципи розрахунку можливого тиску гірських порід на різних глибинах шахт та розвіданих ділянках, а також навчитися розрізняти питому та об'ємну вагу, пористість, проникність та вологість порід.

#### Теоретичні положення

Спеціалісти, які працюють в області гірництво, геологія, геомеханіка виділяють різні види тиску в земній корі:

**1. Літостатичний** – це тиск порід, що залягають вище визначеної глибини, без урахування динамічних переміщень. Літостатичний тиск визначають за формулою:

$$P_{\text{літ.}} = H \cdot \gamma, \quad \text{кг/см}^2 \text{ (т/м}^2\text{; Н/м}^2\text{; кбар; атм)}$$

де:  $H$  – глибина залягання порід;  $\gamma$  – питома вага порід. Самий розповсюджений мінерал в осадкових породах – кварц, його питома вага приблизно становить  $2,5 \text{ Н/м}^3$ .

**2. Геостатичний** – фактичний тиск на будь-якій глибині, заміряний приладом, що включає літостатичний і тектонічний (бічного розпору) тиски. Тиск бажано вимірювати в Па (МПа);  $1 \text{ атм} = 1 \text{ кгс/м}^2 = 9,81 \cdot 10^6 \text{ Па}$ . Геостатичний тиск визначають так:

$$P_{\text{геос.}} = P_{\text{літ.}} + (P_{\text{літ.}} \cdot k_{\text{розп.}}),$$

де:  $k_{\text{розп.}}$  – коефіцієнт бічного розпору (тектонічних напруг).

**3. Гідростатичний** – це тиск стовпа води над умовним рівнем. Вимірюють висоту стовпа води в м або в атм (метричних, технічних). Гідростатичний тиск визначається за формулою:

$$P_{\text{гідр.}} = H \cdot \gamma, \quad \text{Па (МПа)}$$

де:  $H$  – глибина водяного стовпа;  $\gamma$  – питома вага води,  $1 \text{ Н/м}^3$ .

**4. Пластовий** – тиск, під яким знаходяться рідини і газ в нафтовій або іншій свердловині, Па (МПа). Може бути більше гідростатичного або менше його. Пластовий тиск розраховують за формулою:

$$P_{\text{гідр.}} = H \cdot \gamma \cdot k_{\text{пласт}}, \quad \text{Па (МПа)}$$

де  $k_{\text{пласт}}$  – коефіцієнт пластового тиску.

**5. Гірничий** – це тиск на стінки і кріплення гірничих виробок при переміщенні або зсуві гірських порід (внаслідок тектонічних напруг або бокового розпору), Па (МПа).

**6. Розпору (бічний)** – тиск, що показує, яка частина вертикального навантаження (або тектонічного) передається через породу в сторону. Вимірюють в  $\text{Н/м}^2$ ;  $\text{кг/см}^2$ ;  $\text{т/м}^2$ ; в бар: 1 бар =  $10^5 \text{ Н/м}^2$ ; в атм: 1 бар = 0,981 атм; 1 атм =  $1,01 \cdot 10^5 \text{ Па}$ ; 10 атм = 1 МПа; 1 атм =  $1,03 \text{ кгс/см}^2$ .

**7. Питома вага порід** – відношення маси твердої фази до її об'єму,  $\text{Н/м}^3$ .

**8. Об'ємна вага порід** – відношення ваги речовини (твердої, рідкої і газоподібної фаз) до її об'єму,  $\text{Н/м}^3$ ;  $\text{г/см}^3$ ,  $\text{кг/м}^3$ .

Найважливішими характеристиками гірських порід як колекторів природного газу вугільних родовищ є такі, як пористість, вологість, проникність.

**9. Пористість** – відношення порового об'єму до загального об'єму гірської породи, %, тобто:

$$P = \frac{V_n}{V_z} \cdot 100\%$$

де  $V_n$  – поровий об'єм;  $V_z$  – загальний об'єм.

**10. Вологість** – відношення об'єму води, яка міститься у породи, до її загального об'єму, %, тобто:

$$B = \frac{V_v}{V_z} \cdot 100\%$$

де  $V_v$  – об'єм води, яка міститься у породи;  $V_z$  – загальний об'єм породи.

**11. Проникність** – здатність гірських порід фільтрувати крізь себе флюїди при наявності перепаду тиску.

Згідно з індивідуальним завданням (видається викладачем) розрахувати:

- різні види тиску в земній корі;
- питому та об'ємну вагу гірських порід;
- пористість та вологість.

### Бібліографічний список

1. Дудля М.А. Прогноз газоносності вугільних родовищ [Текст]: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, Б.В. Бокій. – Д.: Державний вищий навчальний заклад «Національний гірничий університет», 2014. – 550 с.

## ПРАКТИЧНА РОБОТА 4 МЕТОДИКИ ПІДРАХУНКУ РЕСУРСІВ (ЗАПАСІВ) МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

**Мета:** ознайомити студентів з методикою підрахунку ресурсів (запасів) газу (метану) вугільних родовищ.

### **Теоретичні положення**

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 [1].

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 наявності 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. м<sup>3</sup>;  $R_{\Gamma}$  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 [2-4], 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 метаноносності та метаноємності 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 метаноносності і метаноємності 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:

$$Q_B = \frac{X \times P_B \times 100 - (A^d + W^a)}{100}, \quad (3)$$

де:  $Q_B$  – ресурси (запаси) метану у робочих пластах, млн.  $\text{м}^3$ ;  $X$  – 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  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  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  $10 \text{ м}^3/\text{т}$  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 ( $0,1 \text{ МПа}$ ,  $t^{\circ} +20^{\circ}\text{C}$ ) 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  $0,1 \text{ м}$  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  $0,3 \text{ м}$ .

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



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 газонасиченості 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 газонасиченості порід є методика газових зйомок у виробках шахт та опробування герметичними кернагазонабірниками. Через відсутність останніх, на практиці беруться до підрахунку, головним чином, дані досліджень газонасиченості порід за допомогою газового каротажу та пластовипробувачів [2, 5].

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 газонасиченістю більше  $5 \text{ м}^3/\text{т}$  породи, оскільки при низьких вмістах метан не піддається ефективному вилученню;
- безвуглисті породи з пониженою пористістю та проникністю і газонасиченістю більше  $2 \text{ м}^3/\text{т}$  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 м<sup>3</sup>/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. м<sup>3</sup>;  $S$  – площа ділянки, м<sup>2</sup>;  $m_{\Pi}$  – потужність вміщуючої товщі з урахуванням зон дегазації по покрівлі верхнього та нижнього пластів, м;  $\gamma_{\Pi}$  – щільність порід т/м<sup>3</sup>;  $X_{\Pi}$  – газоносіть порід, м<sup>3</sup>/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. м<sup>3</sup> газу і дебітом його понад 5 тис. м<sup>3</sup>/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. м<sup>3</sup> до 100 млн. м<sup>3</sup> і дебітом менше 5 тис. м<sup>3</sup>/добу.

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

$$Q_{BC} = S \times h \times m \times f (P_{\Pi a} - P_{ka k}) \times K_{r n r} \times 10^{-5}, \quad (8)$$

де:  $Q_{BC}$  – ресурси (запаси) метану, млн.  $m^3$ ;  $S$  – площа газового покладу в межах продуктивного контуру газоносності,  $m^2$ ;  $h$  – 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 [2, 5];  $K_r$  – коефіцієнт газонасиченості з урахуванням залишкової вологи, долі одиниці.

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

$$K_r = 1 - K_B$$

$\eta_r$  – 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...» [6] 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 ( $K_r$ ), 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 [7]:

$$h_r = h_{ГВ} \gamma_B - 100 (P_B - P_r) / (\gamma_B - \gamma_R) \quad (9)$$

де:  $h_r$  – перевищення відмітки точки заміру пластового тиску в газовій свердловині над відміткою газоводяного контакту, м;  $\gamma_B$  – густина води в пластових умовах,  $г/см^3$ ;  $\gamma_R$  – густина газу в пластових умовах,  $г/см^3$ ;  $h_{ГВ}$  – різниця висотного положення точок заміру пластового тиску газу, м;  $P_B$  – пластовий тиск води, МПа;  $P_r$  – 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 газонасиченості (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  $P_{r1}$ , а на другу дату (з початку розробки) було видобуто  $Q_2$  об'ємів газу і тиск в покладі дорівнював  $P_{r2}$ , 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 газогелогічною документацією: гіпсометричними планами пласта, планами підрахунку запасів вугілля, картами газоносності вугільних пластів, геологічними профілями та типовими літолого-стратиграфічними розрізами;
- особлива увага приділяється аналізу результатів вивчення газоносності вугілля та порід комплексом методів, оцінці їх достовірності та визначенню оптимальних значень газоносності по окремих підрахункових блоках і оцінюваних пластах в цілому;
- підготовка вихідних газогелогічних 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 м<sup>3</sup>/т с.б.м. і закінчуючи нижньою границею підрахунку запасів вугілля;

– дані щодо площі кожного блоку, корисної потужності пласта в блоці, а також газоносності 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:

$$K_{\zeta} = 100 \times (W^a + A^d) / 100 \quad (15)$$

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

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

$$Q_{\text{бл}} = 0,001 \times P \times X \times K_{\zeta} \quad (16)$$

де  $Q_{\text{бл}}$  – ресурси (запаси) газу в блоці підрахунку вугілля, млн. м<sup>3</sup>;  $P$  – запаси (ресурси) вугілля в блоці, тис. т;  $K_{\zeta}$  – коефіцієнт беззольності, долі одиниці;  $X$  – середнє значення газоносності в блоці чи по пласту в цілому в м<sup>3</sup>/т.с.б.м.

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 вугленості 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 –  $m_{\text{СП}}$ .

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 ( $m_{cп} > 0,1$  м, в т. ч.  $m_{cп} > 0,3$  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 ( $Q_{cп}$ ) до ресурсів (запасів) газу в кондиційних пластах ( $Q_p$ ), тобто

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

звідки

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

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.

## 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.
2. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1977. – 96 с.
3. Методика определения газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологоразведочных работах. – М. : Недра, 1988. - 110 с.
4. Методика определения природной газоносности угольных пластов действующих и строящихся шахт Донбасса. – Макеевка: МакНИИ, 1981. - 83 с.
5. Руководство по определению и прогнозу газоносности вмещающих пород угольных месторождений при геологических работах. - М. : Недра, 1987. – 161 с.
6. Вимоги до комплексного вивчення родовищ і підрахунку запасів супутніх корисних копалин і компонентів та відходів гірничого виробництва, затверджені наказом ДКЗ України 12.11.1997. - Київ: Держспоживстандарт, 1997. - №95. – 132 с.
7. Савченко В. П. Формирование, разведка и разработка месторождений газа и нефти / В. П. Савченко. – М. : Недра, 1977. – 413 с.



Навчальне видання

**Коровяка Євгеній Анатолійович**

Оцінка газоносності метановугільних родовищ  
Методичні рекомендації до виконання практичних робіт  
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