

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



Факультет природничих наук та технологій
Кафедра нафтогазової інженерії та буріння

Є.А. Коровяка

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

**Методичні рекомендації до виконання практичних робіт
з дисципліни «Оцінка газонасності метановугільних родовищ»
для здобувачів ступеня бакалавра
освітньо-професійної програми «Нафтогазова інженерія та технології»
зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології**

Дніпро
НТУ «ДП»
2024

Коровяка Є.А.

Оцінка газоносності метановугільних родовищ [Електронний ресурс] : методичні рекомендації до виконання практичних робіт з дисципліни «Оцінка газоносності метановугільних родовищ» для здобувачів ступеня бакалавра освітньо-професійної програми «Нафтогазова інженерія та технології» зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології / Є. А. Коровяка ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2024. – 21 с.

Автор

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

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

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

Орієнтовано на активізацію навчальної діяльності здобувачів ступеня бакалавра спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» та закріплення практичних навичок у засвоєнні дисципліни «Оцінка газоносності метановугільних родовищ».

Відповідальний за випуск доцент кафедри нафтогазової інженерії та буріння В. О. Расцветаев, канд. техн. наук, доц.

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 КОРІ. ВИЗНАЧЕННЯ ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ, ЯКІ ВПЛИВАЮТЬ НА ДЕБІТ СВЕРДЛОВИН	19
--	----

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 напряму 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, %;

$\exp = e^x$.

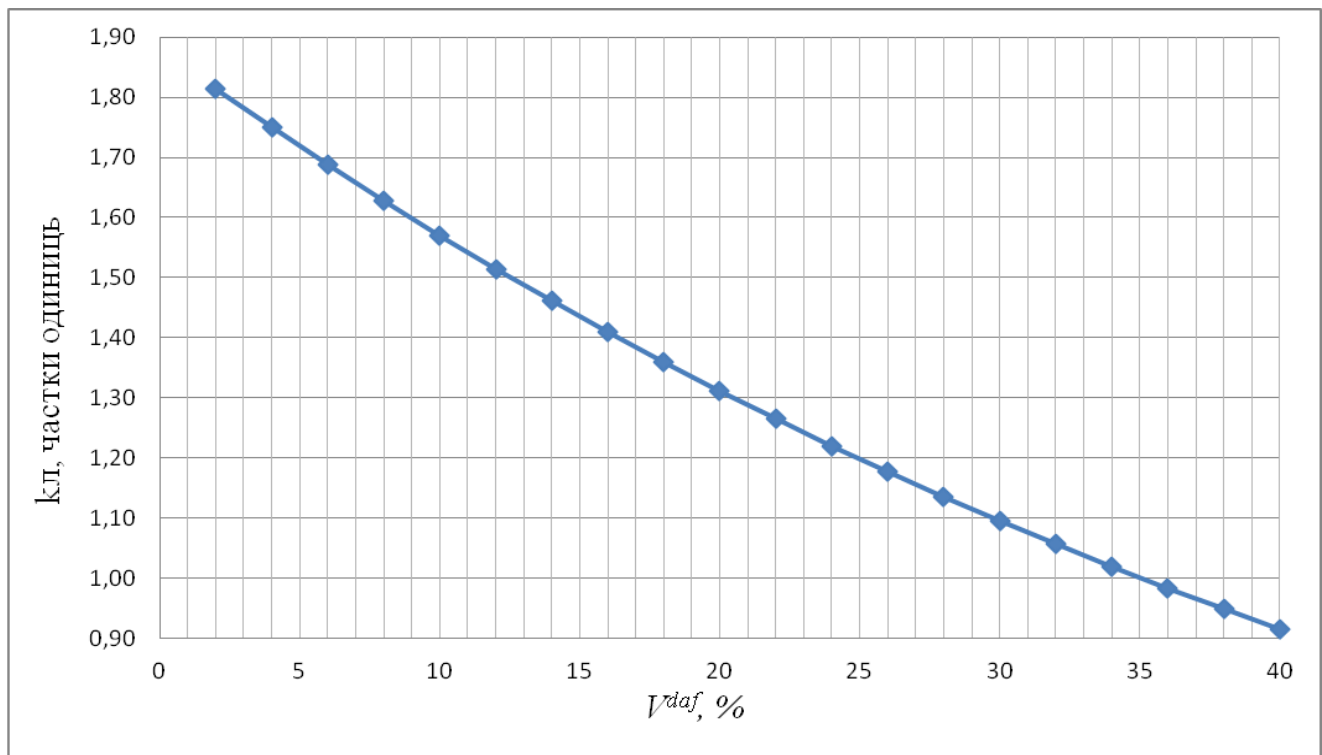


Рис. 1 – Крива для визначення коефіцієнта k_l

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:

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

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

$\gamma_g = 1 \text{ т/м}^3$ – 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. Густина 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 густоту ресурсів ТСМ для товщі підроблених порід $h_{m.в.}$ (м) в напрямку до покрівлі, визначають оцінюють за формулою:

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

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

4.2. Окремо для кожної свердловини визначають кількість газоносних вугільних пластів та прошарків товщиною $h_{m, \epsilon}$ 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 $q_{\epsilon i}$ у метрах кубічних газу на метр кубічний вугілля за виразом:

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

де x_{ni} , x_{zi} – пластова природна та залишкова газонасиченість досліджуваного пласта або прошарку, м³/т;

$\gamma_{\epsilon i}$ – пластова густина вугілля досліджуваного пласта або прошарку, т/м³;

$M_{\epsilon i}$ – 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 $P_{\epsilon m}$ в метрах кубічних газу на метр квадратний площі розраховують так:

$$P_{\epsilon m} = \Sigma(q_{\epsilon i} \cdot m_{\epsilon i}). \quad (8)$$

де $m_{\epsilon i}$ – 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 м³ газу/м² площі) визначають як суму густоти ресурсів в пісковиках та вугільних пластах і прошарках, тобто на метр квадратний площі визначають згідно з формулою:

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

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. Оцінка газоносності метановугільних родовищ : підручник / Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : Журфонд, 2023. – 304 с.

Приклад застосування методики прогнозування зон підвищеної газоносності 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	Варіанти 1,2,3,4,5	1,75
		Варіанти 6,7,8,9,10,	1,80
		Варіанти 11,12,13,14,15	1,85
		Варіанти 16,17,18,19,20	1,90
		Варіанти 21,22,23,24,25	1,95
		Варіанти 26,27,28,29,30	2,00
5	Марка видобутого вугілля		Ж, К
6	Вихід летких речовин, V^{daf} , %	Варіанти 1,6,11,16,21,26	30,5
		Варіанти 2,7,12,17,22,27	31,2
		Варіанти 3,8,13,18,23,28	31,9
		Варіанти 4,9,14,19,24,29	32,6
		Варіанти 5,10,15,20,25,30	33,6
7	Пластова природна газоносність x_n вугілля пласта m_3 , m^3/t		17,7
8	Пластова залишкова газоносність x_3 вугілля пласта m_3 , m^3/t		2,04
9	Густина вугілля γ_g , 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, $V^{daf} = 32$ %, $k_{\lambda} = 1,07$, $k_y = 1,0$.

– 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).

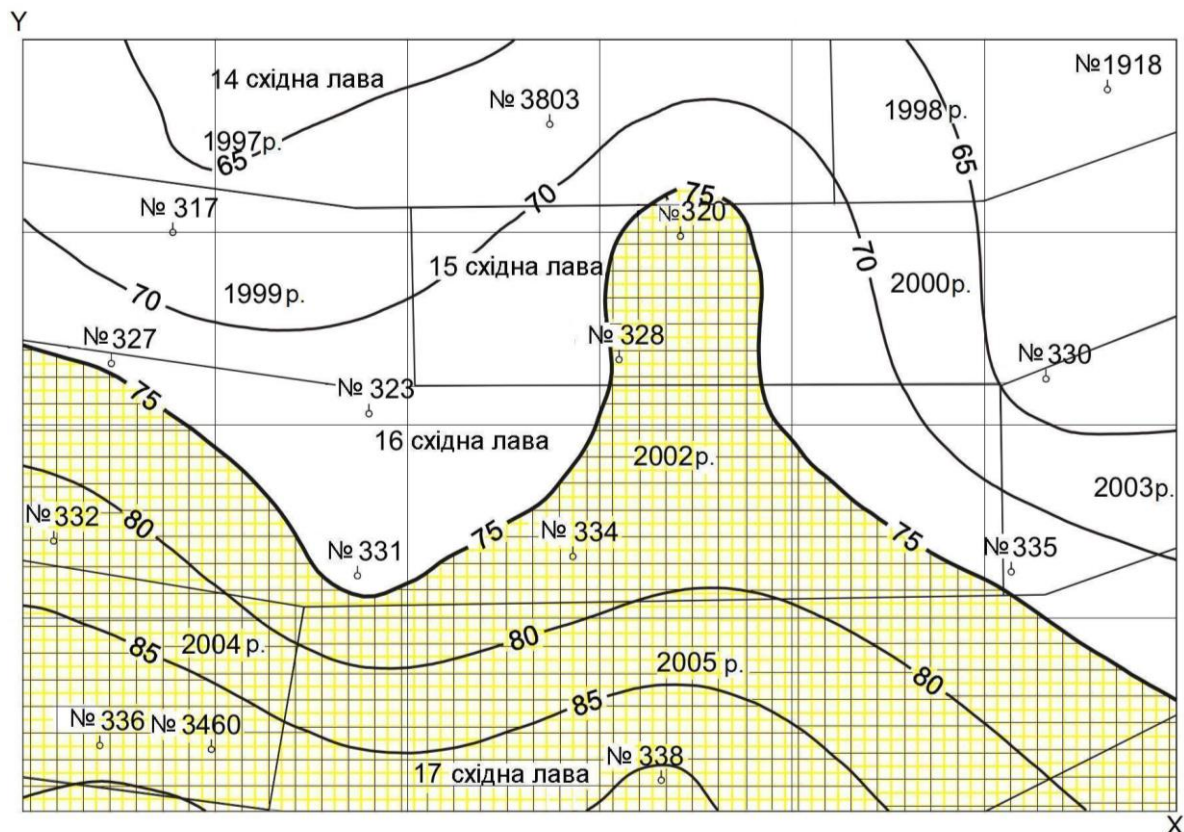


Рис. 2 – Карта ізоліній густоти ресурсів ТСМ

– У стратиграфічному інтервалі товщиною $h_{m.n}$ визначили три газонасичені пісковики із символікою: $m_4^4 Sm_6$ та два пісковики – $m_4 Sm_4^1$. 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 пісковику x_{ni} (табл. 2).

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

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

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

Назва пісковику	Глибина залягання пісковику H_{ni} , м	Товщина пісковику m_{ni} , м	Відстань від відробленого пласта M_{ni} , м	Коефіцієнт ефективної пористості пісковику k_{eni}	Природна газоносність пісковику χ_{ni} , м ³ /м ³	Техногенна газонасиченість q_{ni} , м ³ /м ³	Густота ресурсів P_{ni} , м ³ /м ²
$m_4Sm_4^1$	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

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_4^4 , 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 газоносність пласта χ_{ei} , м ³ /т	Залишкова газоносність пласта χ_{zi} , м ³ /т	Техногенна газонасиченість q_{ei} , м ³ /м ³	Густота ресурсів P_{ei} , м ³ /м ²
m_3	1184,0	2,2	0,0	17,7	2,04	–	–
m_4^4	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 газоносність досліджуваних пластів згідно з НПАОП 10.0-7.08 приймають такою, що дорівнює відробленому пласту m_3 . Дані з природної та залишкової газоносності 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 $P_m = 58,7 + 19,8 = 78,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$.

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 $250 \text{ м} \times 250 \text{ м}$.

– Для кожної свердловини визначають координати (x_i, y_i, z_i), де x_i та y_i – координати свердловини, а z_i – розрахована густота 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 напрямку 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 напрямку 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 $h_{н.д.}$, м, стратиграфічного інтервалу розраховують за формулою:

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

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

$$h_{нид} = 37m_{\epsilon} \quad (2)$$

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

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

де m_{en} – виймана потужність вугільного пласта, що планується до розробки, м;

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

$k_{л}$ – коефіцієнт, що враховує вплив ступеня вуглефікації вугілля на розміри склепіння розвантаження порід покрівлі. Згідно з ДНАОП 1.1.30–6.09.93

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

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:

$$M = m_{п.с} - m_{кр.с}, \quad (7)$$

де $m_{п.с}$ – 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. Оцінка газоносності метановугільних родовищ : підручник / Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : Журфонд, 2023. – 304 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 м³/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 підосви до нижньої межі зони, на якій виконують прогнозування, м,

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

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_2Sm_3 товщиною 14,5 м; над вугільним пластом m_3 знизу угору залягають три пісковики: $m_3SM_4^1$ товщиною 7,2 м, $M_4^1Sm_4^1$ товщиною 33,0 м та $M_5Sm_5^1$ товщиною 22,8 м.

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

The geological map displays various contour lines representing different geological features:

- Isopachytes of sandstone (Ізопахіта пісковика):** Represented by dashed lines with values of 0, +20, +30, +40, +50, -1200, -1250, -1300, and -1350.
- Structural isolines (Ізолінії локальних структур):** Represented by solid lines with values of 0, +20, +30, +40, +50, -1200, -1250, -1300, and -1350.
- Coal seam isograds (Ізогіпси вугільного пласта):** Represented by dash-dot lines with values of 0, +20, +30, +40, +50, -1200, -1250, -1300, and -1350.
- Mine field boundary (Межа шахтного поля):** Represented by a thick solid line.

Key locations and points marked on the map include:

- Points: 3765, 3586, 3833, 3987, 3767, 3965, 3971, 3797, 3801, 3876, 3879, Щ-9, Щ-34, 3901, МС-343, МС-342, 3783, 3242.
- Values: -1150, 30, -1200, -1250, -1300, -1350.

1.5. Критичну товщину пісковика $m_{кр.і}$, м, на відмітці ізолінії ± 0 м ачають за формулою

Критична товщина пісковику на відмітці ізолінії ± 0 м перевищує товщину пісковику $M_4^1 Sm_4^1$

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 $M_5^1Sm_5^1$ 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:

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

де: H – глибина залягання порід; γ – питома вага порід. Самий розповсюджений мінерал в осадових 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:

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

де: H – глибина водяного стовпа; γ – питома вага води, 1 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:

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

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 Н/м²; кг/см²; т/м²; в бар: 1 бар = 10⁵ Н/м²; в атм: 1 бар = 0,981 атм; 1 атм = 1,01 · 10⁵ Па; 10 атм = 1 МПа; 1 атм = 1,03 кгс/см².

7. Питома вага порід – відношення маси твердої фази до її об'єму, Н/м³.

8. Об'ємна вага порід – відношення ваги речовини (твердої, рідкої і газоподібної фаз) до її об'єму, Н/м³; г/см³, кг/м³.

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. Оцінка газоносності метановугільних родовищ : підручник / Є.А. Коровяка, Л.Н. Ширін, В.О. Расцветаєв ; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : Журфонд, 2023. – 304 с.

Навчальне видання

Коровяка Євгеній Анатолійович

ОЦІНКА ГАЗОНОСНОСТІ МЕТАНОВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ

**Методичні рекомендації до виконання практичних робіт
з дисципліни «Оцінка газонасності метановугільних родовищ»
для здобувачів ступеня бакалавра
освітньо-професійної програми «Нафтогазова інженерія та технології»
зі спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології**

Видано в авторській редакції.

Електронний ресурс.
Підписано до видання 09.07.2024. Авт. арк. 1,02.

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка».
49005, м. Дніпро, просп. Дмитра Яворницького, 19.