

УДК 622.411.3

Воробйов Є.О., к.т.н., Ніколенко М.О., к.т.н., Кіт І.Ю.

АДІ ДонНТУ, м. Горлівка

## МЕТАН ВУГІЛЬНИХ ШАХТ ЯК АЛЬТЕРНАТИВНИЙ ПРИРОДНИЙ ЕНЕРГОРЕСУРС

*Виконано аналіз сучасних технологій видобутку та використання шахтного газу метану. На прикладі діючого підприємства приведено розрахунок ресурсу метану у вугільному пласті та вміщуючих породах. Розроблено пропозиції інтенсифікації дегазації вугільного пласта комплексним методом із використанням гідродинамічної дії.*

### **Постановка проблеми**

У сучасних умовах у світі відбувається переорієнтація енергетичного ринку, зважаючи на те, що запаси нафти та газу обмежені і будуть вичерпані у найближчі 50...100 років [1]. У зв'язку з цим вугілля та побічний продукт – газ метан при видобутку вугілля будуть відігравати основну роль у забезпеченні народного господарства країни паливом.

Вугільні родовища України вміщують близько трьох трильйонів кубічних метрів газу метану [2], теплотворна здатність якого аналогічна природному газу. Мінвуглепромом України затверджено програму „Проблеми розвідки, видобутку і використання метану вугільних родовищ”.

### **Аналіз досліджень**

У багатьох вугледобувних країнах велика увага приділяється питанню освоєння ресурсів метану із вугільних пластів, який є дешевим і екологічно чистим паливом із нетрадиційних природних джерел. Видобуток метану в промислових масштабах налагоджено в США, Австралії та країнах Західної Європи. В Україні такого видобутку немає, відбувається тільки попутний відбір метану через дегазаційні системи для забезпечення безпечного видобутку вугілля.

Незважаючи на існуючу проблему, дегазація пластів на шахтах Донбасу здійснюється незадовільно, діючими дегазаційними системами обладнані тільки 68 шахт. Дегазація пластів в основному проводиться за допомогою свердловин, проведених із гірничих виробок до перетину з вугільним пластом. Аналіз досвіду дегазаційних систем шахт ДП „Артемвугілля” свідчить, що дебіт метану із свердловин становить 0,2...0,3 м<sup>3</sup>/хв., концентрація газоповітряної суміші 12...46 %, час роботи 3...7 місяців. Із 200 млн. м<sup>3</sup> газу, який вилучається із свердловин, утилізується тільки 80 млн. м<sup>3</sup> на рік як паливо котелень, інша частина не використовується по умовах вибухонебезпечності і викидається в атмосферу, забруднюючи її. Усього шахтами України викидається в атмосферу близько 3 млрд. м<sup>3</sup> газу на рік.

### **Формулювання мети**

Метою проведених нами досліджень є розробка екологічно чистої технології видобутку метану на промисловому рівні за допомогою комплексної дегазації, яка складається з: дегазації вугільного пласта способом інтенсифікації з використанням гідродинамічної дії, дегазації порід покрівлі з використанням горизонтальних свердловин, дегазації гірничого масиву з використанням вертикальних свердловин, пробурених з поверхні.

### Аналіз

Усі три способи тісно пов'язані між собою джерелом метану, тому доцільно оцінити долю кожного із них в загальному ефекті дегазації.

Ідея першого способу - це ініціювання керованого гідродинамічного явища на заданій ділянці газонакопиченого пласта. Відомо, що газодинамічне явище виникає внаслідок різкої зміни напруженого стану вугільного пласта і супроводжується частковою або повною розрухою вугілля та бурхливим виділенням газу. Спосіб гідродинамічної дії передбачає порушення механічної і газової рівноваги в системі «свердловина - вугільний пласт» шляхом здійснення циклічної знакоперемінної зміни тиску в невеликому діапазоні перепадів від 2 до 4 *МПа*. Сутність процесу гідродинамічної дії полягає у прикладенні до вільних поверхонь вугільного пласта знакоперемінних навантажень, які утворюються подачею у пласт робочої рідини під тиском з наступним його скидом у свердловини. Під час подачі рідини відкриті пори вугілля заповнюються водою, при цьому каналами розміром до  $10^{-7}$  *см* іде пряма фільтрація, а пори з меншими розмірами заповнюються водою за допомогою капілярного підняття. В подальшому ця вода в фільтраційному процесі участі не бере, залишаючись нерухою, і утворює значний гідравлічний опір зворотному руху рідини та газу при скиді тиску в системі.

У момент скиду тиску здійснюється різке порушення рівноваги в системі. Рідина і газ, що витісняє її, рухаються в сторону свердловини разом, швидкість переміни тиску в системі значно випереджує швидкість зворотної фільтрації. Утворений градієнт тиску відокремлює наповнений водою шар вугілля, при цьому утворюються нові поверхні, що викликає стрімку десорбцію газу, що у свою чергу сприяє руйнуванню вугілля. Повторення циклів підйом - скид тиску в свердловині продовжується до розвитку процесу «самопідтримуючої розрухи», який по сутності є газодинамічним явищем, керованим гідродинамічною дією. При утворенні достатньої кількості каналів для робочої рідини процес гідродинамічної дії затухає. Усередині вугільного масиву утворюється зона розкріпленого вугілля зі значною поверхнею оголення, з якої десорбується газ, при цьому газовиділення із свердловини продовжується протягом тривалого часу. Швидка десорбція газу зумовлює його високий тиск (концентрацією до 100%), що дозволяє здійснювати його транспортування без використання вакуумної установки. У результаті широкої апробації способу в різних гірничо-геологічних умовах встановлено, що швидкість газовиділення, в порівнянні з початковою, яка не перевищує 0,11  $\text{м}^3/\text{год}$ , збільшується в 1000 раз [2]. Одержані дані випробувань способу свідчать про високу ефективність його використання при видобутку метану.

На шахті ім. А.Ф.Засядько технологія видобутку метану способом інтенсифікації дегазації була випробувана на пласті  $I_1$ . Із ніш, утворених в пластовому відкаточному штреку, було пробурено три свердловини на відстані 50 *м* одна від одної по вугільному пласту діаметром 150 *мм* і довжиною 100 *м*. Після гідравлічної дії швидкість виходу метану перевищувала 700  $\text{м}^3/\text{доб}$  (0,5  $\text{м}^3/\text{хв.}$ ), дебіт газу із свердловини становив 100 *тис. м}^3*, концентрація метану в газоповітряній суміші – біля 100%. Газоповітряну суміш такої концентрації метану використовували як паливо котельні без спеціальної підготовки.

Таким чином, упровадження розробленої технології дає позитивні результати, що свідчить про перспективність та високу ефективність рішення проблеми дегазації пласта, але така ефективність недостатня для забезпечення безпеки робіт, тому необхідно додатково дегазувати покрівлю пласта.

Для підвищення видобутку газу із порід покрівлі можна використати технологію, розроблену в США і ФРН, засновану на новій техніці буріння, яка полягає в утворенні криволінійних свердловин, горизонтальна частина яких розташовується над пластом, який розробляється. Свердловини повністю обладнуються трубами, а газоприймальну горизонтальну частину труб перфорують, довжина її сягає 500 *м*.

Головною перевагою таких свердловин є довгий термін функціонування. Найбільший притік газу в лаву відбувається із зруйнованих, поділених на блоки порід відпрацьованого простору. У вищерозташованих породах газ акумулюється. В зв'язку з цим при бурінні довгих дегазаційних горизонтальних направлених свердловин над вугільним пластом треба в першу чергу вилучити газ із зруйнованих порід і забезпечити роботу свердловини на довгий термін. Цим вимогам відповідає розташування свердловин в покрівлі на відстані 30...40 м у зоні тріщинуватих порід. Випробування нової технології буріння в ФРН дало позитивні результати, свердловина з довжиною горизонтальної (перфорованої) частини – 460 м вилучала метану 8...16 м<sup>3</sup>/хв. На початку підробки свердловини, коли відстань від гирла до очисного забою дорівнювала 400 м, вихід метану становив незначну частку. По мірі наближення забою до гирла, вихід газу зростає.

Досвід свідчить, що з точки зору ефективності дегазації направлені криволінійні свердловини мають переваги, якщо бурити їх з інтервалом 200 м. Незважаючи на переваги, технологія буріння криволінійних свердловин складна, обладнання дороге і потребує значних витрат електроенергії, в зв'язку з цим вона не одержала широкого розповсюдження у вугледобувних країнах і в Україні. Тому для комплексної дегазації доцільно використовувати звичайні прямі свердловини в породах покрівлі з використанням існуючого на шахтах обладнання, з інтервалом буріння 100 м. Досвід дегазації з використанням прямих свердловин шахтою ім. А.Ф.Засядько показує високу ефективність - дебіт метану в середньому становив 13,9...33,5 м<sup>3</sup>/хв. (із трьох свердловин), концентрація метану газоповітряній суміші – 70%. Частина газу метану, яка розсіяна в вищерозташованих породах покрівлі, може бути вилучена за допомогою дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні: вони зменшують притік газу в гірничі виробки і в підземні свердловини, зменшуючи їх метановидобуток.

Особливістю способу дегазації з поверхні є те, що свердловина перетинає як вугільні, так і породні пласти, тому дегазуються ті й інші. Разом з тим продуктивність газовіддачі при цьому уповільнюється через незначну поверхню контакту свердловини з пластами, які перетинаються. Для збільшення площі використовують технологію гідродинамічної дії.

Дегазація гірничого масиву з використанням гідродинамічної дії через свердловини, пробурені з поверхні, здійснюється наступним чином.

З поверхні на задану глибину буриться свердловина діаметром 150 мм, яка обсаджується трубами, які предчасно перфоруєть з метою забезпечення ефективності вилучення метану із місць контакту свердловин з газонаповненими пластами. У місцях контакту свердловини з газонаповненими пластами здійснюють перфорацію труб. Під нижнім пластом залишається зумпфова частина для магазинування в процесі гідродинамічної дії відбитого вугілля. Враховуючи особливості розташування свердловин, тиск нагнітання рідини необхідно підвищити до 15 МПа. Із досвіду дегазації пласту m<sub>3</sub> шахти ім. А.Ф.Засядько, вертикальна свердловина починає інтенсивно виділяти метан після проходження лави за забій і становить 5...56 м<sup>3</sup>/хв., причому збільшується по мірі відходу від лави. Дебіт метану із прямих підземних свердловин при цьому зменшується від 34 м<sup>3</sup>/хв. до 14 м<sup>3</sup>/хв. Після закінчення очисних робіт свердловина продовжувала функціонувати біля одного року. Середній об'єм метану із свердловини без вакуумування за 460 діб роботи становив 840 тис. м<sup>3</sup>, концентрація газоповітряної суміші біля 96% [2].

Виконаний аналіз випробувань способів попередньої дегазації пласта показав їх високу ефективність видобутку. По кожному з них газоповітряна суміш має високу концентрацію метану і може бути використана як паливо, або хімічна речовина без спеціальної підготовки. Для дегазації пластів добувних дільниць з високою продуктивністю видобутку вугілля необхідно комплексно використовувати вищерозглянуті способи.

### Розрахунок ефекту

Ефект, який очікується від впровадження наданих рекомендацій, розглянемо на прикладі комплексної дегазації пласта К<sub>7</sub> «Юльєвський» шахти ім. Гаєвого ДП «Артемвугілля». Схема розташування свердловин представлена на рис. 1. Оцінку ресурсів метану вугільного пласта К<sub>7</sub> складено відповідно розглянутим способам і виконано відповідно [4]. Кількість газу, який виділяється в лаву при видобутку 1 т вугілля визначається із виразу:

$$I_g = \frac{(I - I_o) \cdot (100 - A - W)}{100}, \quad (1)$$

де  $I = 25 \text{ м}^3/\text{т}$  – газонасність пласта;  $I_o = 2,6 \text{ м}^3/\text{т}$  – залишкова газонасність відповідно [3];  $A = 15\%$  – робоча зольність;  $A_m = 13\%$  – материнська зольність;  $W = 0,9\%$  – аналітична вологість,

$$I_g = \frac{(25 - 2,6) \cdot (100 - 15 - 0,9)}{100} = 18,8 \frac{\text{м}^3}{\text{т}};$$

$$I_{gm} = \frac{(25 - 2,6) \cdot (100 - 9 - 0,9)}{100} = 20,2 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}.$$

Величина оголеної поверхні порід покрівлі при виїмці 1 т вугілля визначається із виразу:

$$S = \frac{1}{1,3 \cdot h_g + 2,5 \cdot h_m}, \quad (2)$$

де  $1,3 \text{ т}/\text{м}^3$  – щільність вугілля;  $h_g = 1,58 \text{ м}$  – товща пачок вугілля, які виймаються;  $h_m = 0,15 \text{ м}$  – товща пачок порід, які виймаються;  $2,5 \text{ т}/\text{м}^3$  – щільність породи,

$$S = \frac{1}{1,3 \cdot 1,58 + 2,5 \cdot 0,15} = 0,41 \text{ м}^2.$$

Відстань від покрівлі пласта до зони формування тріщин у масиві, в якій рекомендується прокладання дегазаційних горизонтальних свердловин, визначається за виразом:

$$H = \frac{c \cdot m}{\varepsilon \cdot \Delta k}, \quad (3)$$

де  $c = 0,1 \dots 0,2$  – коефіцієнт горизонтальних деформацій шарів;  $m = 1,7 \text{ м}$  – товща пласта;  $\varepsilon = 0,01 \dots 0,012$  – гранична відносна деформація тиску гірничих порід;  $\Delta k = 0,75 / (0,75 - 0,16 \cdot \alpha / p)$  – поправочний коефіцієнт;  $\alpha = 58^\circ$  – кут падіння порід;  $p = 57^\circ$  – перевідний коефіцієнт,

$$\Delta k = \frac{0,75}{\left(0,75 - 0,16 \cdot \frac{58}{57}\right)} = 1,3;$$

$$H = \frac{0,2 \cdot 1,7}{0,01 \cdot 1,3} = 26,8 \text{ м}.$$

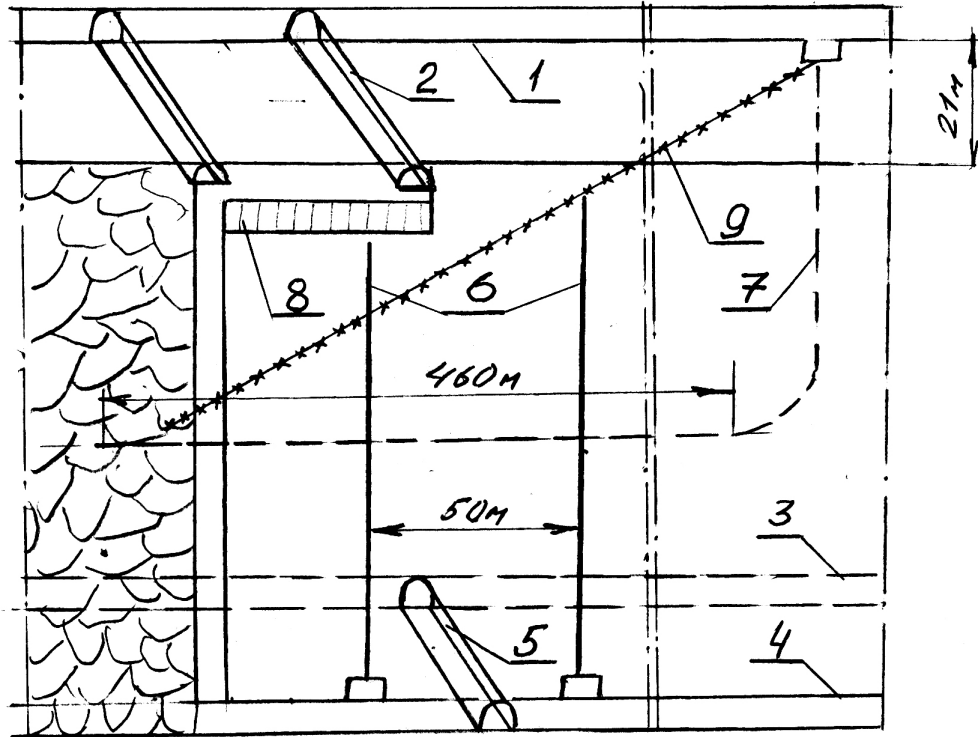


Рис. 1. Схема розташування дегазаційних свердловин

1 – груповий вентиляційний штрек; 2, 5 – промквершлагги; 3 – груповий відкаточний штрек; 4 – пластовий відкаточний штрек; 6 – свердловини по пласту; 7 – свердловина криволінійна в породах покрівлі; 8 – щитовий агрегат АНЦ; 9 – пряма свердловина в породах покрівлі (замість криволінійної)

Визначаємо кількість газу в сорбованому стані в розсіяних органічних речовинах (РОР) із порід потужністю  $H = 26,8$  м:

$$I_c = 0,01 \cdot S \cdot h \cdot C_2 \cdot Q_{ам}, \quad (4)$$

де  $h$  – товща порід;  $C_2$  – середній вміст РОР в породах відповідно [3].  
Результати розрахунку за формулою (4) представлені в табл. 1.

Таблиця 1

Результати розрахунку сорбованого газу в породах

Назва порід	Товща шарів $h$ , м	Ємність порід, $V_n$ , м <sup>3</sup>	Ємність РОР, $\Gamma_3$ , %	Вміст РОР, $C_2$ , %	Об'єм метану, м <sup>3</sup>
Піщаники	9	3,69	0,011	0,3	0,22
Алевроліти	5,6	3,0	0,18	8	2,7
Аргіліти	12,2	5,0	0,4	6	18,05
Усього	26,8				10,98

Ємність порід визначається із виразу:

$$V_n = h_n \cdot S, \quad (5)$$

де  $h_n$  — товща шару порід.

Ємність POP визначається із виразу:

$$\Gamma = \frac{C_r \cdot V_n}{100}. \quad (6)$$

Кількість вільного газу, який вміщується в піщанику, визначається із виразу:

$$I = 0,01 \cdot S \cdot h \cdot k \cdot p \cdot k_{вил}, \quad (7)$$

де  $h = 13,4 \text{ м}$  — товща піщанику;  $k = 2,1\%$  - коефіцієнт пористості;  $\gamma = 1 \text{ м}^3/\text{м}^3$  — щільність води;  $p = 0,1 \cdot \gamma \cdot H$ ;  $H = 1090 \text{ м}$  — глибина розробки пласта;  $K_{вил} = 0,75$  — коефіцієнт вилучення газу,

$$p = 0,1 \cdot 1 \cdot 975 = 97,5 \text{ бар};$$

$$I_n = 0,01 \cdot 0,41 \cdot 13,4 \cdot 2,1 \cdot 97,5 \cdot 0,75 = 5,6 \text{ м}^3/\text{м}.$$

Таким чином, ресурс газу, що знаходиться у вільному та сорбованому стані в породи пласта  $K_7'$ :

$$I_n^p = 10,98 + 5,66 = 16,6 \text{ м}^3.$$

Кількість газу, який виділяється в лаву при виїмці вугілля на  $1 \text{ м}$  видобутку становить:

$$I = I_{ам} + I_n^p; \quad (8)$$

$$I = 20,2 + 16,6 = 36 \text{ м}^3.$$

Для умов східної лави пласта при видобутку вугілля  $Q_c = 275 \text{ т/доб.}$  ресурс метану на рік становить:

$$Q = Q_c \cdot I \cdot 365; \quad (9)$$

$$Q = 275 \cdot 36 \cdot 365 = 3,7 \text{ млн. м}^3.$$

Досвід випробувань запропонованих технологій показує, що тільки 75% ресурсу газу гірничого масиву може бути дегазовано. Враховуючи це, при дегазації пласту “Юльєвський” комплексним методом кількість отриманого газу становить  $7585 \text{ м}^3/\text{доб.}$

Відповідно [5] питома теплота спалювання шахтного метану становить  $Q_c = 38,8 \text{ МДж/м}^3$ , що значно більше теплоти спалювання рядового вугілля, яке використовується шахтою,  $Q_в = 17,43 \text{ МДж/м}^3$ .

Кількість газу метану, необхідного для утворення тепла замість вугілля, визначається з виразу:

$$G_{газу} = \frac{Q'_{вуг}}{Q_c}; \quad (10)$$

$$Q'_{вуг} = \frac{A}{T} \cdot Q_в \cdot \frac{1}{0,74}, \quad (11)$$

де  $A = 4500T$  — витрати вугілля котлом ДКВР 10/14 за рік;  $T = 365$  днів — кількість днів роботи;  $0,74 \text{ кг}$  — питома вага  $1 \text{ м}^3$  метану,

$$Q'_{вуг} = \frac{4500}{365 \cdot 24 \cdot 60} \cdot 17,5 \cdot \frac{1}{0,74} = 202 \text{ МДж/хв};$$

$$G_{\text{газ}} = \frac{202}{38,8} = 5,2 \text{ м}^3 / \text{хв},$$

або  $5,2 \cdot 60 \cdot 24 = 7488 \text{ м}^3 / \text{доб}$ .

Враховуючи те, що видобуток метану з однієї добувної ділянки становить  $7585 \text{ м}^3 / \text{доб}$ , то його достатньо для забезпечення котельні метаном як паливом. При впровадженні розробленої технології на всіх діючих ділянках шахт видобуток метану становить:

$$Q_{\text{мет}} = (I \cdot G') \cdot 365, \quad (12)$$

де  $G = 875 \text{ т/доб}$  – видобуток вугілля на добу шахтою,

$$Q_{\text{мет}} = 36,78 \cdot 750 \cdot 365 = 10,1 \text{ млн. м}^3 / \text{рік}.$$

Після спеціальної підготовки вилучений газ метан може бути використаний як паливо автомобільних двигунів та сировина хімічної промисловості.

### **Висновки**

1. Дегазацію добувних ділянок за допомогою свердловин, пробурених з поверхні, в комплексі з підземними свердловинами, пробуреними по пласту і в породах покрівлі, необхідно розглядати як метанодобувну.

2. Впровадження запропонованих технологій забезпечить скорочення дефіциту природного газу в Україні близько трьох мільярдів кубічних метрів на рік, покращити параметри навколишнього середовища.

### **Список літератури**

1. Gronge Philip. Coal seam methans on of the hotter currend //Easi eur Adr.– 1989.– №86.– С.47, 48, 50.
2. Булат А.Ф., Софийский К.К., Воробьев Е.А. и др. Гидродинамическое воздействие на газонасыщенные угольные пласты.– Днепропетровск: Полиграфист.– 2003.
3. Инструкция по определению и прогнозу газоносности угольных пластов и вмещающих пород при геолого-разведочных работах.– М.: Недра, 1977.
4. Борбишев В.В. Газоносные структуры шахтных полей: морфология, прогнозирование, попутное освоение: Сборник докладов Донбасского Центра.– Донецк, 1995.
5. Саранчук В.И. и др. Физико-химические основы переработки горных ископаемых. — Донецк: ДонНТУ, 2001. — 300 с.

© Воробйов Є.О., Ніколенко М.О., Кіт І.Ю., 2005