

**Лемішко І.Л. магістр спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології  
Науковий керівник: Коровяка Є.А., к.т.н., доцент, завідувач кафедри нафтогазової  
інженерії та буріння**

*(Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», м. Дніпро, Україна)*

## **ДО ПИТАННЯ БУРІННЯ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ШАХТ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ**

Видобуток метану на вугільних родовищах є наразі одним із актуальних питань для України. Вирішення цього питання дозволить, з одного боку, забезпечити нашу країну цим найціннішим енергоносієм, з іншого, - дегазація призведе до підвищення безпеки розробки вугільних родовищ [1].

До «Павлоградвугілля» входить десять шахт, розташованих у Західному Донбасі. Виробниче об'єднання входить до складу першої в Україні приватної вертикально-інтегрованої енергетичної компанії ДТЕК.

Умови, в яких працюють шахти Західного Донбасу багато в чому є унікальними, адже мало де у світі вугільна галузь займається промисловим відпрацюванням пластів потужністю 0,8-1,15 м.

Однією з основних причин, що обмежують видобуток корисних копалин при неминучому поглибленні гірських робіт, є висока метанообильність вугільних пластів та порід. Технічні можливості сучасних очисних комплексів значно перевищують максимально допустиме навантаження на лаву за газовим фактором. У таких умовах застосування дегазації є важливим технологічним процесом, який дозволить знизити надходження метану у гірничі виробки, збільшити навантаження на очисний вибій та підвищити безпеку ведення гірничих робіт.

На газових шахтах основним методом боротьби з метаном є дегазація. Від ефективності її роботи залежить не тільки кількість вугілля, що видобувається і каптованого метану, але, в першу чергу, безпека гірників.

При відпрацюванні запасів розроблюваних пластів на шахтах «Павлоградвугілля» планується застосування дегазації підроблюваних вугільних пластів, виробленого простору та дегазація свердловинами, пробурених з поверхні [2].

З досвіду роботи шахт «Західно-Донбаська» та ім. Героїв Космосу ефективність внутрішньошахтної дегазації становить середньому 15%. Прогнозні ресурси вуглеводневих газів становлять 45 млрд.м<sup>3</sup>.

Враховуючи недоліки існуючих на шахті способів дегазації та високу газоносність вугільних пластів і порід, що вміщують, доцільно поряд з підземною використовувати дегазацію вертикальними свердловинами, пробуреними з поверхні.

Для підземної дегазації джерел метановиділення пропонується схема дегазації зближених пластів, свердловинами пробуреними з бортового штреку, що погашається за очисним вибоєм, горизонтальними дегазаційними свердловинами, які бурять у відносно стійких породах покрівлі в центральній частині видобувного стовпа [3] і запропонований спосіб дегазації підроблюваної газоносною вуглепородною товщі свердловинами, пробуреними з поверхні.

Доцільність застосування дегазації з поверхні визначається значним видаленням дегазаційних ділянок від стовбурів шахти, великими обсягами газу, що каптується, високим вмістом метану в складі газу (80 - 95%), подальшою утилізацією метану, що каптується.

Буріння дегазаційної свердловини з поверхні повинно проводитися попереду очисного вибою з таким розрахунком, щоб відстань від проекції свердловини на пласт

до вибою лави, що дегазується, до моменту підключення свердловини до газопроводу було не менше 30 м.

Якість герметизації оцінюють за результатами опресування під тиском, який на 10% перевищує очікуваний тиск метаноповітряної суміші. За відсутності відомостей про тиск метаноповітряної суміші воно приймається рівним гідростатичному на глибині вибою свердловини. Для зменшення підсосів повітря в гирла дегазаційних свердловин, пробурених із виробок виїмкової ділянки застосовуємо механічні герметизатори ГДПМ. ГДПМ – секції з металевих або пластмасових труб довжиною 2 м з ущільнювальними поролоновими манжетами довжиною 1 м попередньо стиснутими і закріпленими поліетиленовою плівкою (рис. 1).

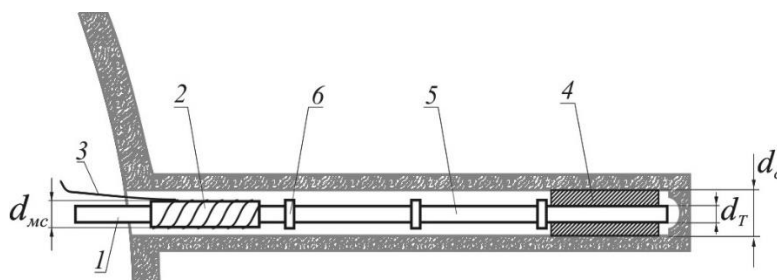


Рисунок 1 – Герметизатор дегазаційний (ГДПМ): 1 - опорна секція; 2 – прокладка манжета (стисла); 3 – трос; 4 – прокладка секція (розкрита); 5 – проміжна секція; 6 – сполучна муфта;  $d_{mc}$  – стислий діаметр манжети, мм;  $d_c$  – діаметр свердловини під обсадку, мм;  $d_T$  – діаметр обсадної труби, мм

Дегазаційні свердловини після закінчення буріння необхідно підключити до вакуум-насоса або закрити герметично.

З'єднання дегазаційних свердловин з газопроводом здійснюють за допомогою гнучкого шлангу.

На кожній діючій дегазаційній свердловині необхідно встановити засувку, пристрій для вимірювання витрати, метаноповітряної суміші, розрідження та вмісту в ній метану і, у разі надходження зі свердловини води - водовідділювач.

Дозволено встановлювати одну засувку та один замірний пристрій для групи свердловин, пробурених по вугільному пласту.

Гирла використаних і відключених від газопроводу свердловин повинні бути перекриті металевими заглушками з прокладками з важкозгоряємого матеріалу.

Устя використаних свердловин необхідно додатково залити цементно-піщаним розчином на довжину не менше ніж 2 м.

Найбільш доцільним з економічної та технічної точок зору буде використання дегазації підроблюваної товщі вертикальними свердловинами, пробуреними з поверхні для забезпечення високих концентрацій метану та стабільних його дебетів.

#### Список використаних джерел:

1. Kirin R.S., Khomenko V.L., Ilarionov O.Yu., Koroviaka Ye.A. (2022). Dichotomy of Legal Provision of Ecological Safety in Excavation, Extraction and Use of Coal Mine Methane. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (5), 128-135.

2. Korovyaka, Ye., Astakhov, V., & Manukyan, E. (2014). Perspectives of mine methane extraction in conditions of Donetsk gas-coal basin. *Progressive Technologies of Coal, Coalbed Methane, and Ores Mining*, 311-316.

3. Koroviaka, Ye., Pinka, J., Tymchenko, S., Rastsvietaiev, V., Astakhov, V., Dmytruk, O. (2020). Elaborating a scheme for mine methane capturing while developing coal gas seams. *Mining of Mineral Deposits*, 14(3), 21-27.