УДК 622.831.325:622.817.4

Притула Д.О., аспірант,
Дудля К.Є., магістр
(ІГТМ НАН України

СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТІ ТА БЕЗПЕКИ ФУНКЦІОНУВАННЯ ПОВЕРХНЕВИХ ДЕГАЗАЦІЙНИХ СИСТЕМ

Притула Д.А., аспирант,
Дудля Е.Е. магистр
(ИГТМ НАН Украины)

СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ ДЕГАЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Prytula D.A., Doctoral Student,
Dudlia K.Ye., M.S (Tech.)
(IGTM NAS of Ukraine)

METHOD FOR IMPROVING ENERGY EFFICIENCY AND SAFETY OF THE SURFACE DEGASATION SYSTEMS

Анотація: Запропоновано спосіб підвищення енергоефективності та безпеки системи дегазації. Описано технологію видобутку метану з відпрацьованого породного масиву і розроблені технічні рішення для реконструкції поверхневої дегазації, які виключають викид видобутого метану в атмосферу та підземні гірничі виробки. Виконано аналіз стану дегазаційної системи шахт, інтенсифікації видобутку метану вугільних родовищ, методів і засобів безпечного транспортування метану підземними, поверхневими трубопроводами та його утилізації, який показав, що гарантування метанобезпечність гірничих робіт забезпечується шляхом реалізації єдиного технологічного процесу видобутку, транспортування та утилізації метану.

Обрана ефективна технологія видобутку метану з підробленого породного масиву, яка базується на застосуванні способу пневмогідродинамічної дії на непідроблений масив.

Розроблено технічні рішення для реконструкції існуючої поверхневої газотранспортної системи, що підвищують її енергоефективність і безпеку експлуатації. А саме підключення свердловин через газорегуляторні пункти підготовки газу та включення до складу газотранспортної системи турбодетандерної станції.

Ключові слова: метан, видобутку метану, дегазаційна свердловина, транспортування газу.

Світові ресурси метану вугільних пластів перевищують обсяги природного газу, зосередженого у найбільш піднятих частинах нафтогазових родовищ, і складають близько 260 трлн м^3. Його потенційні ресурси оцінюються в 150-200 млрд м^3 (до глибини 1,5-2,0 км; з урахуванням глибин 4-5 км - 400 млрд м^3). [1]

У 2012 році на вугільний метан припало близько 3% світового видобутку природного газу (близько 100 млрд м^3). Потенційні ресурси метану кам'яновугільних родовищ нашої країни оцінюються в 12-25 трлн м^3.

© Д.О. Притула, К.Є. Дудля, 2017

Підраховані ресурси цього газу, сорбованої в вугільних пластах Донбасу потужністю понад 0,3 м, що залягають на глибинах 500-1800 м, складають 1,4-2,5 трлн м^3.[2].

Видобуток метану з вугілля є можливим за умови порушення сорбційної рівноваги і збільшення проникливості вуглепородного масиву, за яким газ рухається до свердловин.

З цією метою застосовують різні способи впливу на вугільні пласти і газонасичені породи (гідродинамічна дія, гідророзрив, гідророзчленування, фізико–хімічний вплив, вібраційний вплив через вміщуючи породи) [3]. Найбільший ефект досягається підробкою масиву, коли в процесі опускання порід над виробленим простором формується система тріщин, по якій вільний метан проникає в гірничі виробки і свердловини [4].

Крім того, в роботі розроблені параметри буріння поверхневих дегазаційних свердловин, технічні рішення з реконструкції існуючої газотранспортної системи, що підвищують її енергоефективність і безпеку експлуатації, оперативність контролю параметрів і управління.

Для забезпечення ефективної роботи системи треба дотримуватися вимог, які наведені нижче.

Проекція забою першої свердловини повинна перебувати на відстані 30–50 м від вугільного пласта. Останню свердловину бурять уздовж виїмкового поля і їх забої повинні знаходитися не ближче 30 м від вентиляційної виробки та не далі середини лави. Оптимальний інтервал і параметри конструкції свердловини розраховують залежно від гірничо–геологічних і гірничотехнічних умов.

Глибину буріння свердловин вибирають так, щоб їх забої розташовувалися не ближче 8 $m_{пл}$ (товщина пласта) від ґрунту пласта, що виймається.

Нижню частину обсадної труби свердловини перфорують отворами діаметром від 10 до 15 мм, розташовуючи по 20 отворів на одному метрі. Довжину газоприймальної частини розраховують з урахуванням розташування джерел газу і приймають не менше 30 $m_{пл}$.

Найбільш ефективний, стимулюючий вивільнення газу з пластів і порід вугілля, прийнятий спосіб пневмогідродинамічної дії (ПГДД) на непідроблений масив [5]. Що підтверджується наступними показниками роботи свердловин:

– МС–598, середньодобовий дебіт – 24тис. м^3 всього видобуто–30,23 млн м^3;

– 1185–Д, середньодобовий дебіт – 17,15тис. м^3 всього видобуто – 9,0 млн м^3;

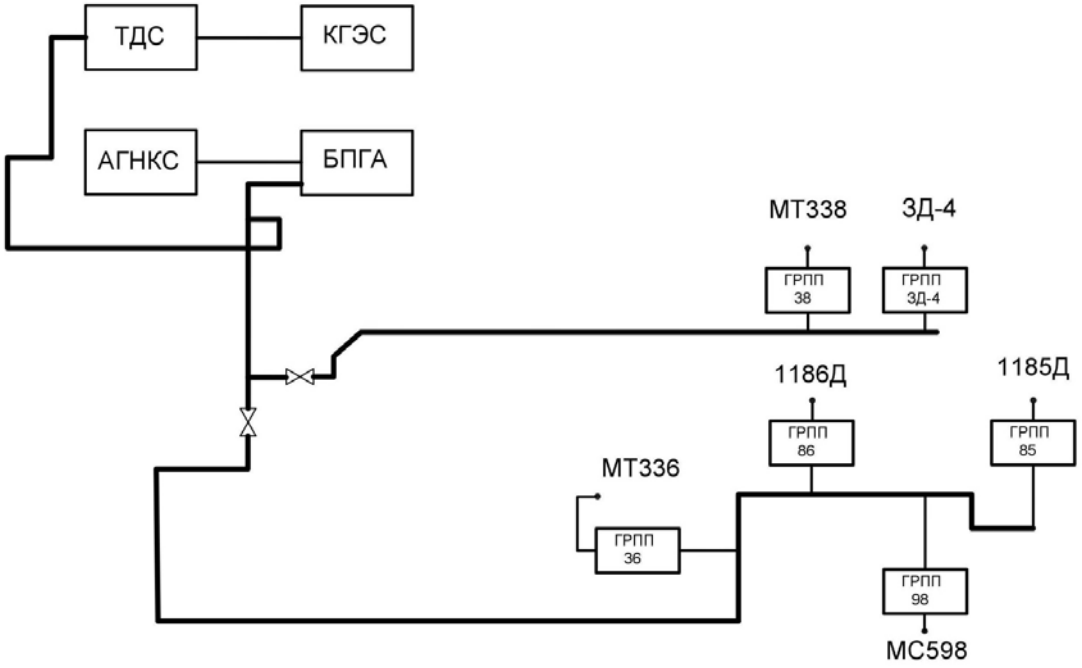
– 1186–Д середньодобовий дебіт – 32,4 тис. м^3 всього видобуто на 01.10.11–3,59млн м^3 (тиск в свердловині досягало 1,2 МПа). [6]

Всього з свердловин, оброблених цим методом, видобуто – 127,63 млн м^3 з концентрацією 90 – 95 % метану, які й далі продовжують стабільно функціонувати.

Ефективність ПГДД можна значно підвищити за рахунок розроблених нами технічних рішень для реконструкції поверхневої дегазації газотранспортної системи (ГТС). Це виключає скидання видобутого метану в атмосферу і в

підземні гірничі виробки, і забезпечує перетворення енергії вихідного тиску газу свердловин в електроенергію. [7]

Розробка схеми газотранспортної системи. Схема реконструйованої ГТС з використанням прокладеного магістрального газопроводу середнього тиску до 0,3 МПа, діаметром 325 мм, представлена на рис.1. У цій схемі залишаться підключені на теперішній час свердловини 1186Д, 1185Д, МТ338 і ЗД–4. Але підключатися до магістрального газопроводу вони будуть через описані нижче газорегуляторні пункти підготовки газу (ГРПП).



КГЕС – когенераційна станція; БПГА – автоматичний блок підготовки газу; АГНКС – автообльна газонаповнювальна компресорна станція; ТДС – транспортна дегазаційна система.

Рисунок 1 – Схема поверхневої газотранспортної системи

Додатково до магістрального газопроводу будуть підключені ініційовані із застосуванням технології ПГДД свердловини МС598 і МТ336 через ГРПП 98 і ГРПП 36. Для корисного використання енергії вихідного тиску газу свердловин до складу ГТС передбачається включення турбодетандерної станції, обладнаної детандером–генератором для вироблення електроенергії (з отриманням холоду) при регенерації енергії стисненого газу середнього тиску 0,3 МПа в низький тиск до 2 кПа, що подається в когенераційну станцію.

Природний газ вугільних родовищ містить механічні тверді й рідкі домішки – пісок, пил, воду, технічні масла, конденсат, сірчисті з'єднання і ін. Аналіз забруднень внутрішнього вмісту газопроводів говорить про те, що всі вони є складною багатокомпонентною сумішшю.

Основними показниками оцінки якості природного газу, який транспортується по газопроводах і подається споживачам, є:

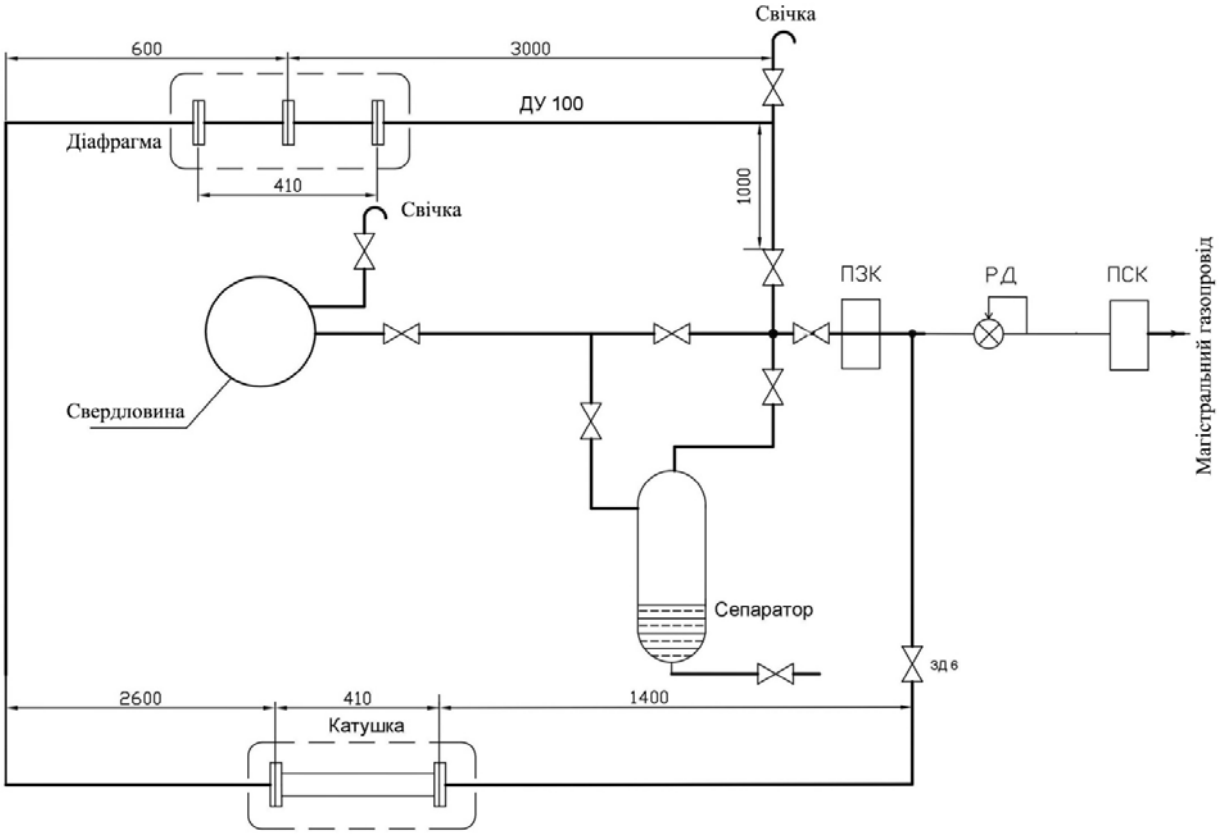
– вміст вологи, яка сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворення кристалогідратів;

– вміст механічних домішок, що викликають ерозію, знос газопроводів, компресорних агрегатів, що призводять до засмічення контрольно–вимірювальних приладів і збільшують ймовірність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях. [8]

З огляду на вищевикладене, газорегуляторні пункти підготовки газу до транспортування (ГРПП), що встановлюються біля гирла свердловин обладнуються вихровими газорідинними сепараторами СЦВ, призначеними для глибокого очищення газу від крапельної, дрібнодисперсної, аерозольної вологи і механічних домішок.

Сепаратор має наступні переваги: більш висока ефективність очищення повітря; відсутність змінних фільтруючих елементів, обертових та частин що труться; широкий діапазон навантажень під тиском; стійка робота в корковому режимі; абсолютно не потребує обслуговування в ході експлуатації; низька металоємність, малі розміри і вага; низька ціна, в порівнянні з імпортними системами очищення і осушення (в кілька разів); гарантійний термін експлуатації 10 років.

Розробка схеми трубопровідної обв'язки свердловин. Схема трубопровідної обв'язки свердловин представлена на рис.2 і розроблена таким чином, щоб можна було проводити профілактичні роботи і періодичні перевірки похибок вимірювання дебіту газу без зупинки свердловини.



ПЗК – запобіжні замочні клапани, РД – регулятор тиску, ПСК – запобіжні скидні клапани.

Рисунок 2 – Схема трубопровідної обв'язки свердловин

У ГРПП передбачені:

– регулятори тиску і зворотні клапани, що виключають потрапляння газу з інших свердловин в діючу свердловину і через неї загазування видобувної дільниці;

– запобіжно–скидний пристрій, призначений для скидання надлишку газу, щоб тиск не перевищив заданий параметр в схемі пункту;

– запобіжний запірний клапан, який припиняє подачу газу при підвищенні або зниженні його тиску після регулятора понад заданих значень.

На шахтах є негативний досвід застосування рекомендованих в стандарті [9] діафрагмових витратомірів з камерним способом відбору тиску, виконаних згідно з п.5.2.3 ГОСТ 8.586.2 –2005. через засмічення їх вузьких щілин.

Розроблений діафрагмовий вузол вимірювання дебіту газу (рис.3.) містить: трехрадіусну діафрагму, з ділянками 2Д, два корінних вентиля, триходовий кран, через який підключається вимірювальний перетворювач обчислювач типу ПМ–3В.

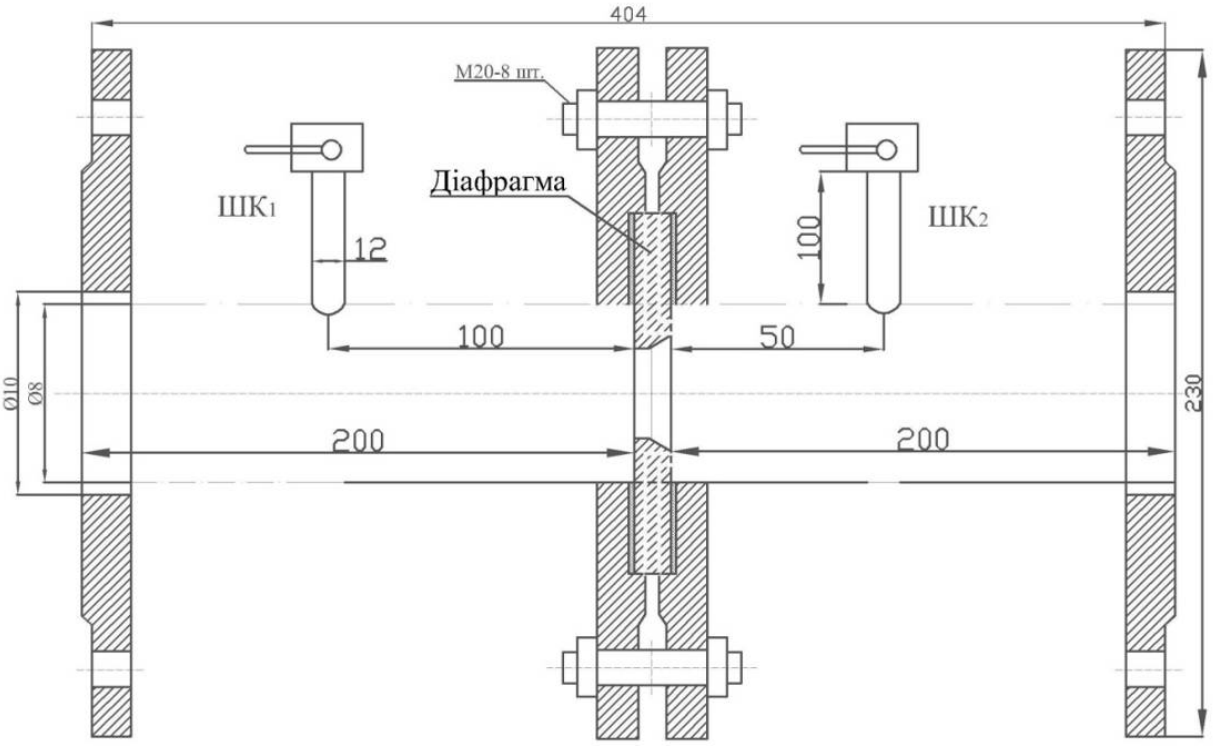


Рисунок 3 - Складальний ескіз діафрагмового вузла обліку газу з вимірювальними ділянками 2ДУ

У діафрагмах з трьохрадіусним способом відбору тиску, виконаних відповідно до п.5.2.2 ГОСТ 8.586.2 –2005, можна виключити похибки, обумовлені засміченням вузьких прохідних каналів в камерних діафрагмах за рахунок збільшення діаметрів імпульсних ліній. За допомогою триходового крана можливо здійснювати періодичне продування імпульсних ліній, і видаляти наліт бруд і пил, що скупчується.

Для діафрагмового вузла в такій комплектації розроблена програма і методика метрологічної повірки, що дозволяє розбити весь діапазон виміру

перепаду тиску 63кПа на три піддіапазони і при цьому забезпечити нижченаведені граничні похибки вимірювання витрати газу в відсотках при: 100% витрати – 0,84; 70 % – 0,79; 50% – 0,80; 40% – 0,83; 30% – 0,95; 20% – 1,48; 10% – 5,11. Така методика повірки дозволяє замість трьох датчиків перепаду тиску обійтися одним.

Обраний універсальний контролер з автономним живленням Эргомера–126.MU забезпечує виконання наведених нижче функцій:

– безперервне автоматичне вимірювання: абсолютного тиску газу зі свердловини, МПа; абсолютного тиску газу, що подається в ГТС, МПа; температури газу ° С, що подається в ГТС;

– періодичне вимірювання і обчислення витрат газу, що подається в ГТС, зведеного до стандартних умов, $м^3$/год і обсягу газу, що подається в ГТС, зведеного до стандартних умов на добовому інтервалі часу з прив'язкою за часом – $м^3$.

Передача інформації з ГРПП на диспетчерський пункт забезпечується за допомогою GSM модемів, що виконують такі функції:

– зчитування архіву вимірювальної інформації, збереженої в незалежній пам'яті апаратури збору даних про параметри моніторингу свердловини;

– передачу вимірювальної інформації, завантаженої з апаратури збору даних в ПЕОМ диспетчерського пункту.

У зв'язку з відсутністю електроживлення в місцях розміщення ГРПП реєстратор збору і зберігання даних забезпечений автономним живленням на 2 роки, а передачі даних про параметри свердловини на диспетчерський пункт зберігає працездатність не менше 90 діб при електроживленні від внутрішнього джерела.

Висновки. Обрана ефективна технологія видобутку метану з підробленого породного масиву, яка базується на застосуванні способу пневмогідродинамічної дії на непідроблений масив.

Розроблено технічні рішення для реконструкції існуючої поверхневої газотранспортної системи, що підвищують її енергоефективність і безпеку експлуатації. А саме підключення свердловин через ГРПП та включення до складу ГТС турбодетандерної станції.

Розроблено схему обв'язки дегазаційних свердловин і обрані технічні засоби газорегуляторних пунктів підготовки газу до транспортування, що підвищують оперативність і надійність контролю параметрів свердловин і управління режимом їх експлуатації.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Динамические способы декольматации поверхностных скважин / К.К. Софийский, П.Е. Филимонов, Б.В. Бокий [и др.] . – Донецк.:ТОВ «Східний видавничий дім», 2014. – 248 с.

2. Красник, В.Г. Состояние и перспективы добычи шахтного метана в Украине / В.Г. Красник, О.С. Торопчин // Уголь Украины.–2005.–№11.–С.16–18.

3. Софийский, К.К. Нетрадиционные способы предотвращения выбросов и добычи угля / К.К. Софийский, А.П. Калфакчиян, Е.А. Воробьев. – Москва: Недра,1994. – 192с.

4. Звягильский, Е.Л. Управление метановыделением на выемочных участках угольных шахт / Е.Л. Звягильский, Б.В. Бокий, О.И. Касимов. – Донецк: Изд–во «Ноулидж», 2013. – 124 с.

5. Управление аэрологическими и геомеханическими процессами в угольных шахтах / А.Ф.Булат, К.К. Софийский, Б.В. Бокий [и др.]. – Мариуполь: ТОВ «Східний видавничий дім», 2016. – 300 с.

6. Gillies, A. Measurement of coal permeability using large samples / A. Gillies, I. Gray // International Symposium: On management and control high gas emission. - Wollongong, 1999. -pp. 317–321.

7 Lama, R.D. Outburst of gas, coal and rock in underground coal mines / R.D. Lama, I. Bodziony // International Journal of Mining Science and Technology, 2007, pp. 485–499.

8. Lui, S. Three–dimensional geodetic deformation surveying for Naner area in Daqing oilfield / S. Lui // *Proceedings of ISM 12th Int. Conf,* Beging, China, pp. 594–596.

9. Дегазація вугільних шахт. Вимоги до способів та схеми дегазації: СОУ 10.1.00174088.001:2004.- [Чинний від 2004-11-17] / О.І. Касімов, В.М. Кочерга, В.О. Маркін, [та ін.]. – Офіц. вид. – К.: Мінпаливенерго України, 2004. – 161 с. – (Нормативний документ Мінпаливенерго України. Стандарт).

REFERENCES

1. Sofiysky, K.K., Filimonov, P.E. and Bokiy, B.V. (2014), *Dinamicheskiye sposoby dekol'matatsii poverkhnostnykh skvazhin*, [Dynamic methods of surface wells decolmatization], Oriental Publishing House, Donetsk, UA.

2. Krasnik, V.G. and Toropchin, O.S. (2005), «Status and aspects of mining coalmine methane in Ukraine», *Coal of Ukraine,* no. 11, pp. 16–18.

3. Sofiysky, K.K., Kalfakchiyan, A.P. and Vorobiev, E.A. (1994), *Netraditsionnyie sposobyi predotvrascheniya vyibrosov i dobyichi uglya*, [Non-traditional ways to prevent coal emissions and production], Nedra, Moscow, RU.

4. Zvyagilsky, E.L., Bokiy, B.V. and Kasimov, O.I. (2013), *Upravlenie metanovyideleniem na vyiemochnyih uchastkah ugolnyih shaht*, [Management of methane emissions in the excavation sites of coal mines], "Nolidzh", Donetsk, UA.

5. Bulat, A.F. Sofiyskiy, K.K. Bokiy, B.V., Sheyko, A.V., Agaev, R.A. and Tynyna, S.V. (2016), *Upravlenie aerologicheskimi i geomachanicheskimi procesami v ugolnych shachtach,* [Management of aerological and geomechanical processes in coal mines], TOV "Shidnyvidavnichy dim", Mariupol, UA.

6. Gillies, A. and Gray I. (1999), "Measurement of coal permeability using large samples", *Int. Symp. On management and control high gas emission*. –Wollongong, Australia, 1999. –P. 317–321.

7 Lama R.D. and Bodziony I. (2007), «Outburst of gas, coal and rock in underground coal mines».– *International Journal of Mining Science and Technology*. –pp. 485–499.

8. Lui S. (2004), «Three–dimensional geodetic deformation surveying for Naner area in Daqing oilfield», *Proceedings of ISM 12th Int. Conf*. ,Beging, China, pp. 594–596.

9. Fuel Ministry and Energy of Ukraine (2004), *SOU 10.1.00174088.001-2004.Degazatsiya ugolnyih shaht. Trebovaniya k sposobam i shemyi degazatsii*, [SOU 10.1.00174088.001-2004 Degassing of coal mines. Requirements for methods and schemes of degassing], Kiev, UA.

Про авторів

Притула Дмитро Олександрович, аспірант, інженер 1 категорії у відділі проблем технології підземної проробки вугільних родовищ, Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпро, Україна.

Дудля Катерина Євгеніївна, магістр, інженер 1 категорії у відділі проблем технології підземної проробки вугільних родовищ, Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпро, Україна.

About the authors

Prytula Dmytro Oleksandrovych, Doctoral Student, Engineer 1st category in Department of Underground Coal Mining, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Science of Ukraine (IGTM,NASU), Dnipro, Ukraine.

***Dudlya Kateryna Yevgeniivna*,** Master of Science, Engineer 1st category in Department of Underground Coal Mining, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Science of Ukraine (IGTM,NASU) Dnipro, Ukraine.

Аннотация. Предложен способ повышения энергоэффективности и безопасности системы дегазации. Описана технология добычи метана из отработанного породного массива

и разработаны технические решения для реконструкции поверхностной дегазации, которые исключают выброс добытого метана в атмосферу и подземные горные выработки. Выполнен анализ дегазационной системы шахт, интенсификации добычи метана угольных месторождений, методов и средств безопасной транспортировки метана подземными, поверхностными трубопроводами и его утилизации, который показал, что обеспечение метанобезопасности горных работ возможно только при реализации единого технологического процесса добычи, транспортировки и утилизации метана.

Выбранная эффективная технология добычи метана из поддельного породного массива, основанной на применении способа пневмогидродинамичнои воздействия на неподдельный массив.

Разработаны технические решения для реконструкции существующего поверхностной газотранспортной системы, повышают ее энергоэффективность и безопасность эксплуатации. А само подключение скважин через газорегуляторные пункты подготовки газа и включение в состав газотранспортной системы турбодетандерной станции.

Ключевые слова: метан, добыча метана, дегазационных скважин, транспортировки газа.

Annotation. A new method is proposed for improving energy efficiency and safety of the degassing system. A special technology is described for methane recovery from the exhaust rock mass, and new technical solutions are presented for reconstruction of surface degassing, which exclude emissions of the recovered methane into the atmosphere and underground tunnels. The mine degasification systems, intensification of methane recovery from the coal deposits, methods for the methane accident-free transportation by underground and surface pipelines, as well as methane utilization were analyzed. It is concluded that ensured safety of methane-recovery operations can be provided by a single technological process, which includes methane recovery, transportation and utilization.

The most effective technology is chosen for recovering methane from the undermined rock mass, which applies method of pneumohydrodynamic action on the non-disturbed massif.

Special technical solutions are developed for reconstruction of existing surface gas transportation system, which improve its energy efficiency and safety of operation, and which assume connection of the wells through the gas control points of gas preparation and their introduction into the gas transmission system of the turbo-expander station.

Keywords: methane, methane recovery, degassing well, gas transportation.

Статья поступила в редакцию 28.08.2017
Рекомендовано к печати д-ром техн. наук К.К. Софийским