

кріплення з сусідніх з нею секцій, а також автоматизоване управління циклом пересування одиночної секції або групи секцій в заданому напрямі.

Були проаналізовані нові, альтернативні способи виймання вугілля, що можливо використовувати у Красноармійському вуглепромисловому районі, зважаючи на кут падіння пласта, надано їх детальний опис.

СПИСОК ДЖЕРЕЛ ІНФОРМАЦІЇ

1. А. с. 1348346 ССРСР, МКИ С 10 І 5/00. Способ подземной газификации угля.
2. Андреев И.М., Колосов О.Л. рациональные технические направления разработки пологих пластов // Уголь Украины. – 2002. - № 10
3. Выемка угля безлюдными способами / А.Е. Левкович и др. – К.: Техніка, 1992
4. Гринько Н.К. О направлениях развития технологии выемки угля без присутствия людей // Уголь. – 1976. - № 6
5. Литвинский Г.Г. Агрегат для безлюдной выемки тонких пластов угля // Уголь Украины. – 2006. - № 3
6. Литвинский Г.Г. Проблемы выемки тонких пластов на шахтах Донбасса / Тр. школы подземной разработки – 2002 Междунар. горного форума. Польская академия наук. – Краков: Наука – техника, 2002
7. Никонов Г.П., Кузьмич И.А., Гольдин Ю.А. Разрушение горных пород струями воды высокого давления. – М.: Недра, 1986
8. Шендерович И.М. Еще раз о гидродобыче // Уголь Украины. – 1993. – № 4
9. Шиллинг Г.Д., Бонн Б., Краус У. Газификация угля: Горное дело – сырье – энергия/ Перевод с немецкого – М.: Недра, 1986

УДК 622.33

ІСАЄНКОВ О.О., ЛЯШОК Я.О., ІСАЄНКОВА Ю.В. (КП ДонНТУ)

МОЖЛИВІСТЬ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ СТАТИ ПРОМИСЛОВОЮ ТЕХНОЛОГІЄЮ

Проаналізований стан вітчизняного та зарубіжного досвіду з підземної технології видобутку як перспективної технології розробки родовищ корисних копалин

У 2008 році виповнилося 75 років з часу перших дослідів з підземної газифікації вугілля (ПГВ) в Мосбасі (Крутовське буровугільне родовище) і Донбасі (кам'яновугільне родовище). Так, у 1933 р. почалася практична реалізація ідеї, яку висловив Д.І. Менделєєв ще в 1888 р.

В СРСР працювало 5 дослідно-промислових підприємств ПГВ (3 підприємства на бурому вугіллі — Підмосковна і Шатська станції «Підземгаз» в Мосбасі, Ангрєнська станція «Підземгаз» в Узбекистані, а також 2 підприємства на кам'яному вугіллі — Лисичанська станція «Підземгаз» на Донбасі і Південно-Абінська станція «Підземгаз» на Кузбасі). Крім того, було два короткочасних досвіди на кам'яному вугіллі з низьким виходом летких речовин: у м. Шахти — на антрациті і м. Каменське — на напівантрациті. В результаті цих експериментів була доведена непригодність такого вугілля для ПГВ унаслідок механічної нестійкості розпеченої реакційної поверхні вугільного каналу в підземних умовах.

Всього на підприємствах ПГВ СРСР було газифіковано понад 15 млн. т вугілля і отримано близько 50 млрд. м³ газу, і тим самим продемонстрована ефективність ПГВ

як безшахтної технології видобутку газоподібного енергоносія з вугілля на місці його залягання [1]. Заманлива ідея ПГВ з розряду технологій з високим технічним і комерційним ризиком перейшла в Росії в розряд традиційних технологій із звичайним рівнем надійності і керованості. Отриманий при цьому досвід унікальний і не має аналогів у світі.

Проте традиційна технологія ПГВ (при професійному критичному аналізі) має деякі недоліки, серед яких слід зазначити перш за все: нестабільність процесу; велика кількість експлуатаційних свердловин; ККД процесу не перевищував 55-60 %; неможна було діагностувати положення фронту горіння в підземному газогенераторі; слабка керованість підземними потоками окислювача і горючого газу, звідси неминучість допалювання останнього.

Техніко-економічна оцінка ПГВ має істотне значення для її промислової реалізації. Був проведений порівняльний аналіз економічних показників Південно-Абінської станції «Підземгаз» і сусідніх підприємств шахтного і відкритого видобутку вугілля на Кузбасі. Собівартість 1 т в.т. на підприємстві ПГВ була в 1,5 разу вище, ніж при відкритому видобутку і в 1,3 разу менше, ніж на шахті [2]. При цьому потужність шахти і розрізу перевищувала продуктивність станції «Підземгаз» в 10 і більше разів.

Певний інтерес мають оцінки зарубіжних експертів. Відома американська Лоуренс-Ліверморська лабораторія і компанія «Галф Ресерч енд Девелопмент» [3] оцінили перші американські короточасні досліди в природних умовах. Згідно з проведеними техніко-економічними розрахунками собівартість замітника природного газу методом ПГВ складає 50-70 дол. США/1000 м³.

Японські експерти порівняли економічні показники американських розрахунків і новою російською технологією ПГВ [4]. Так, для підприємств ПГВ із здобуттям сирого газу (синтезу-газу для виробництва замітника природного газу) з теплою згорання 11,3 МДж/м³ (2700 ккал/м³) собівартість газоподібного енергоносія складала: в американських проектах — 0,029-0,045 дол. США/МДж (7-11 дол. /Гкал); в російській технології — 0,023 дол. США/МДж (5,5 дол. /Гкал).

За кордоном до другої світової війни жодних практичних робіт з підземної газифікації вугілля не проводили. Після закінчення другої світової війни у Великобританії, Бельгії, США, Польщі, Чехії та в інших країнах були зроблені спроби повторити досвід СРСР з ПГВ. Не дивлячись на те, що були отримані в принципі позитивні результати, ці роботи подальшого розвитку не отримали і на початок шістдесятих років інтерес до них пропав із-за відкриття ресурсів природного газу.

У сімдесяті роки, у зв'язку з енергетичною кризою, в США, ФРН, Бельгії, Франції і інших країнах знов виник інтерес до ПГВ. У перерахованих країнах були розроблені детальні програми досліджень або проекти, мета яких полягала у визначенні можливості розробки запасів вугілля (шляхом їх підземної газифікації), які не піддаються вилученню гірничими способами з тих або інших причин, а також в отриманні газу ПГВ для подальшої переробки у висококалорійний газ — замітник природного газу. Ці проекти включали дослідження від математичного і фізичного моделювання до випробувань в природних умовах.

Розглянемо детальніше деякі зарубіжні досліди з ПГВ.

У США реалізувалася координувана Міністерством енергетики протягом 1972-1992 рр. програма вивчення основ ПГВ. Було проведено близько 30 експериментів в природних умовах на вугільних родовищах п'яти штатів (Вайомінг, Західна Вірджинія, Іллінойс, Нью Мексико, Техас). Основні результати робіт по освоєнню технології ПГВ в США зводяться до наступного:

- створений базовий банк даних з ПГВ, що містить опис дослідних робіт з ПГВ, результати теоретичних, лабораторних і польових досліджень, методи і алгоритми, технічні прийоми і рішення, що використовуються;
- розроблені економіко-математичні моделі для оцінки ефективності і конкурентоспроможності підприємства ПГВ, що дозволяють вибирати відповідні родовища, оптимальні розміри підприємства, найкращих споживачів і спосіб використання, механізми і устаткування;
- створені система управління і контрольовано-вимірний комплекс для проведення натурних експериментів, яка придатна для використання в промислових масштабах. Випробувані методи контролю вигазованого простору і вогневого вибою (метод ВЧ-зондування, акустичні методи, термодатчики). Ці роботи проводилися в національних лабораторіях «Лоуренс Лівермор» і «Сандія»;
- оцінені варіанти використання газу ПГВ із здобуттям водню, заміника природного газу, метанолу, бензину, дизельного палива, синтез-газу, електроенергії і вуглекислого газу для інтенсифікації видобутку нафти. В ході випробувань в природних умовах здійснені різні способи збійки свердловин і вогневого опрацювання каналів, режими газифікації на пароповітряному і парокисневому дутті, проводилося вивчення дій на довкілля, обвалення і зрушення порід і осідання поверхні в межах дослідних газогенераторів.

Роботи з підземної газифікації вугілля у Франції проводила «Дослідницька група з проблем газифікації вугілля», що складається з чотирьох приватних і державних організацій [5]. Програма проектною вартістю 155 млн. франків реалізовувалася з 1979 р. Вона була направлена на газифікацію тонких вугільних пластів потужністю менш 2 м на глибинах 1000-2000 м (запаси близько 2 млрд. т).

Метою її є здобуття заміника природного газу з теплотворною спроможністю близько 36 МДж/м³ (8600 ккал/м³), для чого необхідно виробляти газ підземної газифікації з теплою згорання 10,5 МДж/м³ (2500 ккал/м³). Програма досліджень була розрахована до 1995-2000 рр. Процес передбачалося вести на парокисневому дутті. Була складена комплексна перспективна програма розвитку ПГВ у Франції, що передбачає переробку 1 млрд. т вугілля протягом 20 років. За цей час планувалося виробити 150 млрд. м³ газу. Передбачалося розвідка родовищ, придатних для ПГВ.

Роботи фінансувалися частково ЄЕС, а також Міністерством промисловості і Міністерством технології і досліджень. Вироблялися теоретичні і лабораторні дослідження, детально вивчалися геологічні фактори, що впливали на процес ПГВ.

До 1984 р. проведені два крупні експерименти в природних умовах. Перший здійснили в Північному вугільному басейні в Брюе-а-Артуа в 1980-1981 рр. Роботи велися на пласті 22 потужністю 1,2 м. Спроби вогневого опрацювання каналу в протитечії дуття не вдалися із-за самозаймання вугілля в свердловині. Головною причиною невдачі є, мабуть, поганий гідравлічний зв'язок між свердловинами.

Друге випробування було проведене у вугільному басейні Нір-па де Кале в От-Дель, де вугільний пласт потужністю 1,8 м знаходиться на глибині 880 м. З поверхні бурилися дві вертикальні свердловини на відстані 60 м друг від друга. Після гідророзриву в ході вогневого опрацювання каналу в протитечії дуття процес самозаймання вугілля в свердловині вдалося припинити за рахунок добавки в дутті двоокису вуглецю.

У Європейському співтоваристві найбільш масштабні експерименти були проведені в Бельгії і Північній Іспанії. У Бельгії у вугільному басейні Борінаж поблизу м. Тулен з 1976 р. проводилися дослідження в природних умовах по спільному бельгійсько-західнонімецькому проекту ПГВ організацією ІСС («Організація по

розвитку підземної газифікації вугілля»). З 1979 р. цей проект підтримувався ЄЕС, що фінансував до 40 % його вартості. Метою проекту була реалізація технології ПГВ на великих глибинах (близько 1000 м) під тиском 2-3 МПа. Техніко-економічні оцінки дозволяли стверджувати, що цей процес є економічним при газифікації 40-80 тис. т вугілля на одну пару свердловин. Отриманий газ планували використовувати для виробництва метанолу і замітника природного газу. Газифікація почалася в 1986 р. Розпалювання вугілля здійснювали його самозайманням. Горизонтальний канал постійно забивався і заливався, процес доводилося вести при підвищеному тиску.

На найбільшу увагу в цей період заслуговує другий етап проекту ПГВ Європейського союзу, здійснюваного в Північній Іспанії [6, 7]. Група європейських країн (Бельгія, Франція, Німеччина, Англія, Нідерланди, Іспанія) в 1978-1986 рр. в Бельгії поблизу м. Тулен провели натурні дослідження підземної газифікації вугілля на глибині 1100 м. Роботи фінансувала Енергетична комісія Європейського союзу. Були успішно застосовані направлене буріння глибокої свердловини по вугільному пласту, та ряд інших елементів технології. Проте найтехнологічного процесу ПГВ здійснити з ряду причин не вдалося.

У 1988 р. Європейський союз вирішив продовжити вивчення і освоєння технології ПГВ на менших глибинах, для чого був вибраний район з типовими для Західної Європи вугільними пластами в області Теруель в Іспанії. Підземний газогенератор був розміщений на ділянці вугільного пласта потужністю 2 м на глибині 500 м. У підшві пласта залягає вапняк, в покрівлі — водоносний пісок. Вугілля пласта близьке до лігнітам, високо-бітумне, високосірчате, масовий вміст сірки складає 7,26%, з яких половина доводиться на сірку органічних сполук.

Дослідний газогенератор (рис. 1) — типовий модуль американської технології ПГВ з керованим переміщенням (уздовж робочої ділянки свердловини) зони підведення дуття до реакційної поверхні робочої ділянки свердловини у вугільному пласті. Дут'євий канал 1 є пробурений (за нафтогазовою технологією направлено буріння) вертикально-горизонтальною свердловиною, вертикальна ділянка якої закріплена зацементованою обсадною колоною до входу у вугільний пласт, а горизонтальна ділянка представляє відкритий ствол по вугільному пласту.

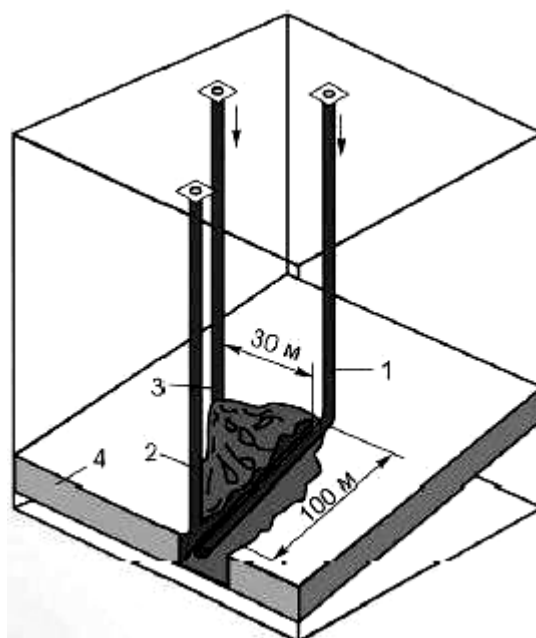


Рисунок 1. – Принципова схема дослідного газогенератора в Північній Іспанії:
1. Дут'єва вертикально-горизонтальна свердловина; 2. Газовідвідна свердловина; 3. Дут'єва вертикальна свердловина; 4. Вугільний пласт.

У дут'єву свердловину з поверхні була спущена робоча колона з гнучкої труби (намотаної на барабан), здатної переміщатися уздовж ствола свердловини. У середині труби були змонтовані трубки меншого діаметру для подачі по ним окислювача (кисню) і палива для розпалювання вугільного пласта (природного газу, пропану). По дут'євій свердловині подавали також і газоподібний азот. На нижньому кінці труби був встановлений газовий пальник з пристроєм для займання газової суміші. За допомогою барабана робоча колона з пальником на вибої могла переміщуватися уздовж горизонтальної ділянки свердловини у вугільному пласті 4, фіксуючи і регулюючи положення зони займання і вигазовування вугільного пласта.

На вибій горизонтальної ділянки дут'євої свердловини пробурена вертикальна свердловина 2 більшого діаметра, обладнана системою охолодження гарячого потоку отриманого газу і інших продуктів газифікації. В результаті управління траєкторією буріння вибій газовідвідної свердловини відстояв всього на відстані 0,5 м від вибою горизонтальної свердловини, що забезпечило успішне з'єднання (збійку) обох свердловин в єдиний гідравлічний зв'язаний комплекс. Була передбачена друга нагнітальна вертикальна свердловина, вибій якої видалений на 30 м від горизонтального каналу. Ця свердловина призначалася для випробувань фільтраційного методу газифікації, який не був випробуваний зважаючи на ускладнення при виконанні основної програми.

Наземний комплекс дослідної установки ПГВ займав площу 1,85 га і включав апарати очищення і охолодження продуктів газифікації, а також подачі дуття. Важливе місце займала система вимірювального моніторингу. Перше розпалювання вугільного пласта в нагнітальній свердловині було проведене 21 липня 1997 р. поблизу вибою газовідвідної свердловини, причому процес ПГВ вели при обмеженій витраті кисневого дуття протягом 9 діб.

Наступний етап експерименту вели при збільшеній до 400 м³/ч витраті кисню після часткового витягання зі свердловини робочої колони. Цей етап продовжувався протягом трьох діб з 1 по 4 жовтня 1997 р.

Третє розпалювання вугілля було проведене 4 жовтня в зоні виходу відкритого ствола свердловини. Перед цим була відключена на декілька годин подача кисню в газогенератор, що привело до деформацій і забивання тонких трубок, по яких подавали окислювач і паливо для розпалювання (природний газ). Подальша подача кисню привела до утворення вибухонебезпечної газової суміші і несподіваному її вибуху, пошкодженню устаткування нагнітальної свердловини і припиненню технологічного процесу ПГВ. У цій аварійній ситуації використання другої нагнітальної свердловини 3 було визнано недоцільним, і вогневі роботи на установці ПГВ були припинені.

Головна відмітна особливість останнього натурального випробування ПГВ Євросоюзом в Іспанії — проведення процесу ПГВ при відносно високому тиску в газогенераторі — до 5,3 МПа. Настільки високого тиску в підземному газогенераторі не досягали за всю 70-річну історію ПГВ ні в Росії, ні в США, ні в Західній Європі. На жаль, не дивлячись на такий тиск, в зоні газифікації були явні надлишки припливу підземних вод, регулювати які в умовах, що склалися, було неможливо. Єдиним засобом зниження питомого водопритоку була інтенсифікація процесу ПГВ. Але, очевидно, у розпорядженні експериментаторів не було достатньої кількості дут'євих засобів.

В порівнянні з дослідями з ПГВ в США, проведеними на невеликій глибині і в набагато сприятливіших гірничо-геологічних і гідрогеологічних умовах, ПГВ в Теруелі відрізняється помітно меншим виходом горючих компонентів (окисли вуглецю і

водню), але набагато більшим виходом метану (13,2 % в порівнянні з 4,7 %). Останнє обумовлене вищим тиском в підземному газогенераторі в Теруелі.

В останні 5-7 років дослідні роботи з ПГВ активно велися в Китаї і Австралії. У Китаї переважала шахтна підготовка підземних газогенераторів до газифікації, глибина заставляння яких не перевищувала 100 м. В даний час все 10 ділянок газифікації законсервовано. На особливу увагу заслуговує австралійський комерційний проект (м. Чинчилл) підприємства «ПГВ-ТЕС». Згідно з цим проектом газ ПГВ використовується в комбінованому парогазовому циклі сумарною електричною потужністю 67 МВт. Експериментальні роботи з ПГВ були початі в 1999 р., а в 2003 р. планувалося реалізувати проект на повну потужність. Проте до цих пір проект підприємства «ПГВ-ТЕС» не реалізований. Продуктивність підземного газогенератора — 100000 $\text{нм}^3/\text{ч}$ газу з теплою згорання близько 5,5 МДж/ м^3 (1300 ккал/ м^3). Процес здійснюється на пароповітряному дутті при тиску 1,05 МПа.

Як правило, всі зарубіжні дослідні роботи з ПГВ в природних умовах здійснювалися всього лише на декількох свердловинах (за винятком дослідних робіт в Китаї і Австралії). Тому ці роботи слід розглядати лише як принципову перевірку газифікації вугілля на місці його залягання.

Проте весь вітчизняний досвід показує, що від окремих експериментів на декількох свердловинах до промислового підприємства ПГВ — дистанція чимала. Завдання стабільного і довготривалого виробництва штучного газу і постачання ним споживача набагато складніша і відповідальніша, вимагає для своєї реалізації великої кількості свердловин. Постійна експлуатація цих свердловин має бути заснована на спеціальному технологічному регламенті.

Метод «КРП», запатентований американцями, вирішує дуже важливу для ПГВ задачу контрольованого реагування окислювача з вогневим вибоєм вугільного пласта.

Проте конструктивне оформлення цього методу не лише вельми складно, але і не передбачає гідравлічно-зв'язаної системи багатьох свердловин. Це ускладнює експлуатацію великої кількості свердловин-газогенераторів і не забезпечує повноти вигазовування вугільного пласта.

Отже, багатолітній вітчизняний досвід масштабної промислової реалізації проектів ПГВ і досвід перевірки можливостей ПГВ, що проводиться в зарубіжних країнах на обмеженій кількості свердловин, виявили необхідність розробки нової технології ПГВ.

Література:

1. Крейнин Е. В. *Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье.* — М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. — 302 с.
2. Крейнин Е. В., Грабская Е. П., Юсов А. Б. *Технико-экономическая оценка предприятий подземной газификации угля и традиционных методов его добычи // Уголь.* — 1994. — № 2. — С. 57-58.
3. Garon A. M. *An economic evaluation of underground coal gasification. Proceedings of the Second Annual Underground Coal Gasification Symposium — USA, 1976.* — p. 155-168.
4. Shimada S., Ohga K., Tamari A., Ishli E. *Cost estimation of underground coal gasification in Japan // Mineral Resources Engineering.* — Vol. 5. — 1996. — p. 241-252.
5. *The future development of UCG in Europe. A comprehensive Report to CEC. Brussels, April, 1989, p. 30-47.*

6. *Underground Coal Gasification — a Joint European Field Trial in Spain. Project Summary 017, Department of Trade and Industry, March, 1999, 7 p.*

7. Крейнин Е. В., Сильверстов Л. К. *Научные исследования подземной газификации угля в Испании (по программе Европейского Союза) // Уголь. — 2000. — № 2. — С. 62-64.*

УДК 622.063.46

КОДУНОВ Б.О. (КП ДонНТУ)

БУРОШНЕКОВИЙ СПОСІБ ВИДОБУТКУ ВУГІЛЛЯ ТА ЙОГО ПЕРСПЕКТИВИ ДЛЯ ВПРОВАДЖЕННЯ НА ШАХТАХ ДОНБАСУ

Розглядаються технологія та можливості використання бурошнекового способу видобутку вугілля на шахтах Донбасу.

В даний час у вугільній промисловості намітилася тенденція зниження видобутку вугілля комбайновим способом через вичерпання запасів покладів вугільних пластів середньої потужності.

По розрахункам фахівців [1] пласти потужністю більше 1,2 м відпрацьовуватимуться протягом 15 років, 0,8-1,2 м – протягом 45 років, а менше 0,8 м – протягом 110 років. В найближчій перспективі розроблятимуться тонкі (менше 0,8 м) і вельми тонкі пологі пласти, балансові запаси яких складають 3,2 млрд.т., або біля третини сумарних запасів пологих пластів України.

Розподіл річного видобутку вугілля залежно від потужності пласта по вугільній галузі України наведено у таблиці 1:

Таблиця 1

Розподіл річного видобутку вугілля залежно від потужності пласта

Потужність пласта, м	Річний видобуток, % від загального видобутку в Україні
< 0,7	2,8
0,7-0,79	9,9
0,8-0,89	14,2
0,9-0,99	7,1
> 1	66,0
Загалом	100,0

Оскільки вугілля в Донбасі зосереджено в основному в тонких пластах, застосування механізованих комплексів, що не вписуються за конструктивними розмірами в потужність пласта, приводить до присікання бічних порід до 20-30% потужності пласта, що підвищує енерговитрати і знижує якість вугілля. До того ж зростає вартість товарного продукту (вугілля, що збагачене). Спроби створення комплексів для пластів потужністю менше 0,8-1,0 м до теперішнього часу не дали позитивних результатів, а сама ідея їх створення визнана безперспективною.

Діапазон потужності пласта 0,55-1,0 м, в яких експлуатуються, в основному, комбайни з індивідуальним кріпленням, як і раніше залишається неохопленим комплексною механізацією, з важкою фізичною працею, високим рівнем травматизму, недотриманням гранично допустимих санітарно-гігієнічних норм.

Бурошнекова технологія виїмки вугілля виступає як альтернативна по відношенню до традиційної комбайнової (або стругової) технології при розробці тонких і вельми