

# НАУКОВІ ОСНОВИ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ЗАСОБИ ПРОГНОЗУВАННЯ НАУКОВО-ТЕХНІЧНОГО ПРОГРЕСУ В ЕНЕРГЕТИЦІ

УДК. 622.74:622.272

М.О. ПЕРОВ, В.М. МАКАРОВ, І.Ю. НОВИЦЬКИЙ, О.П. ЖУКОВ  
Інститут загальної енергетики НАН України, м. Київ

## ПЕРСПЕКТИВИ ПІДЗЕМНОЇ ГАЗИФІКАЦІЇ ВУГІЛЛЯ ПРИ ВІДПРАЦЮВАННІ ЙОГО ЗАЛИШКОВИХ ЗАПАСІВ НА ШАХТАХ УКРАЇНИ

*Проведено аналіз та прогнозування перспектив підземної газифікації вугілля при відпрацюванні його залишкових запасів на шахтах України. Існуючі принципи технології підземної газифікації вугілля дають можливість стверджувати, що ця технологія може бути не тільки екологічно прийнятною, а й економічно конкурентоздатною порівняно з традиційним шахтним видобутком.*

*Ключові слова:* підземна газифікація, технологія, вугілля, шахта, екологія, перспектива.

Нині особливої гостроти набуває задача вирішення питання збільшення частки вугілля в паливно-енергетичному балансі держави. Підземна газифікація вугілля (ПГВ) в його природному заляганні може бути одним з дієвих й екологічно чистих способів залучення твердого палива в процесі генерації теплової і електричної енергії.

Індустріальний комплекс України (особливо Донбасу) характеризується, перш за все, потужною вугільною промисловістю, на яку припадає близько 57 % загального обсягу виробництва, та наявністю небезпечних еколого-геологічних процесів, що вплинули і впливатимуть в подальшому на стан довкілля. Особливо ця проблема набула свого загострення в період реструктуризації вугільної галузі.

В Україні чи не єдиний напрям реструктуризації вугільної галузі – закриття підприємств. У зв'язку з цим річний видобуток вугілля за останні роки скоротився приблизно на 5 млн т. На закритих шахтах за підрахунками геологів залишилось понад 900 млн т промислових запасів вугілля [1]. Проблема реструктуризації вуглевидобувної галузі розглядається здебільшого в економічній площині, глобальні екологічні наслідки до уваги беруться в останню чергу або не беруться зовсім.

© М.О. ПЕРОВ, В.М. МАКАРОВ, І.Ю. НОВИЦЬКИЙ,  
О.П. ЖУКОВ, 2012

Розробкою технологій підземної газифікації вугілля та вивченням процесів горіння під землею в СРСР займалися: В.А. Матвеев, М.О. Федоров та ін., які запропонували проводити підземну газифікацію вугілля в горизонтальному каналі при підготовці газового генератора шахтним способом. Більш досконали системи ПГВ засновані на безшахтному методі підготовки генераторів, що включає розкриття ділянки вугільного пласта свердловинами й утворення в його цілику первинних каналів газифікації [2].

Метою статті є проведення аналізу та прогнозування перспектив підземної газифікації вугілля при відпрацюванні залишкових запасів вугілля на шахтах України, а також визначення перспективних технологій, за допомогою яких можливо проведення процесів підземної газифікації вугілля залишкових запасів шахт на тонких пластах, визначення шляхів залучення синтез-газу в промисловості України і створення умов для зменшення навантаження на довкілля та підвищення безпеки життєдіяльності людей в умовах реструктуризації вугільної галузі.

Переваги підземної газифікації вугілля над традиційними способами його видобутку такі: виключено важку, шкідливу і дуже небезпечну працю шахтарів; виключено транспортування вугілля на поверхню і по поверхні споживачу, а також його навантаження, розвантаження,

Таблиця 1 – Склад продукту ПГВ

Компонент	Підмосковна і Шатська	Ангренська	Південно-Абінська	Наземна газифікація
CO <sub>2</sub>	17-18	19,5	8,0-14,5	3,87
CO	5-7	5,4	10,0-20,0	60,51
H <sub>2</sub>	15-17	17,0	10,0-15,0	22,08
O <sub>2</sub>	0,3-0,5	0,4	0,2	-
CH <sub>4</sub>	1,0-1,5	2,0	1,6-3,9	0,01
C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	0,2	0,3	0,1-0,5	-
N <sub>2</sub>	56-59	55,0	53,0-63,0	13,52
H <sub>2</sub> S	1,0-2,0	0,4	0,01-0,02	-
Теплота згорання нижча, МДж/м <sup>3</sup>	3,0-3,3	3,5	2,85-4,85	10,03

подрібнення, збагачення, яке потребує значних енергетичних витрат та забруднює довкілля; не створюються терикони (породні відвали). Всі ці операції замінюються простим транспортуванням споживачу очищеного горючого газу. Спосіб підземної газифікації вугілля надає можливість експлуатувати пласти вугілля глибокого залягання і пласти малої потужності. Підземна газифікація надає широкі можливості для автоматизації процесу. Слід зауважити, що потенційно добувні запаси вугілля за допомогою існуючої гірничої техніки становлять близько 10 % загальних світових запасів кам'яного вугілля.

Існуючий досвід має конкретні практичні й теоретичні напрацювання технологій проведення ПГВ, а їх розвиток в світі розглядається однією з потенціальних можливостей отримання дефіцитного й недорогого газоподібного палива.

**Досвід СРСР.** В 30-х роках минулого століття з метою координації робіт з підземної газифікації вугілля в СРСР було створено трест «Підземгаз» (нині ВНДІ «Підземгаз»). Його основні випробувальні полігони: Лисичанська та Горлівська дослідні станції (Західний Донбас), Каменськ-Шахтинська станція (Східний Донбас). Експерименти з ПГВ також провадились в підмосковному басейні (Шатська станція поблизу м. Тула) і в Кузбасі (м. Ленінськ-Кузнецький). Промислово методом підземної газифікації вироблявся газ з бурого вугілля на Ангренському родовищі в Узбекистані.

Орієнтовний склад газу, отриманого шляхом підземної газифікації на станціях колишнього СРСР, наведено в табл. 1 [3].

Як бачимо, теплота згорання газу підземної газифікації майже в три рази нижча, ніж у

газу, отриманого в наземних газифікаторах. Це зумовлено часткою в його складі CO і N<sub>2</sub> та втратами під час нагрівання породного масиву і транспортування газу на поверхню.

Загалом на підприємствах ПГВ було газифіковано більш ніж 15 млн т вугілля і отримано понад 50 млрд м<sup>3</sup> газу, що підтвердило ефективність ПГВ як безшахтної технології отримання газоподібного енергоносія з вугілля на місці його залягання [4]. Ідея ПГВ з розряду технологій з високим технічним й комерційним ризиком перейшла в Росії в розряд технологій із звичайним рівнем надійності й управління. Придбаний при цьому досвід унікальний і не має аналогів у світі.

Підземна газифікація вугілля – фізико-хімічний процес перетворення вугілля в горючі гази за допомогою вільного або зв'язаного кисню безпосередньо в надрах. При цьому вугілля в пласті перетворюється в горючий газ (газ підземної газифікації, генераторний газ, штучний газ), який має достатню калорійність для енергетичного і технологічного використання [5].

Процес газифікації вугілля полягає у такому. У вугільному пласті утворюються необхідні реакційні канали за допомогою фільтраційно-вогневої (або фільтраційної) збійки свердловин по вугільному пласту. В каналах газифікації формуються реакційні зони. Процес газифікації провадиться звичайно на повітряному дутті. Хімічні реакції, які відбуваються в каналах підземної газифікації, аналогічні газогенераторному процесу. В міру вигазовування вугільного пласта реакційні зони переміщуються, і під дією гірничого тиску відбувається зміщення порід кривлі й заповнення ними вигазованого простору. Завдяки цьому розміри й структура каналів газифікації зали-

**Таблиця 2 – Склад продукту ПГВ залежно від виду дуття**

Компонент газу	Вміст, %	
	повітряне дуття	парокисневе дуття
CO <sub>2</sub>	12,0 – 15,3	1,0
C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	0,1 – 0,7	1,2
O <sub>2</sub>	0,2	0,3
CO	10,0 – 14,0	35,0
H <sub>2</sub>	12,1 – 16,2	50,0
CH <sub>4</sub>	2,0 – 4,0	7,5
N <sub>2</sub>	55,0 – 60,0	5,0
H <sub>2</sub> S	0,01 – 0,06	–

шаються довгий час відносно постійними, що зумовлює постійність складу отриманого газу.

Використовують дві технологічні схеми підземної газифікації вугілля:

– подача дуття з боку вигазованого простору цілика при відводі газу через вигазований простір;

– подачу дуття з боку вигазованого простору, відведення газу з боку цілика вугілля через випереджаючі свердловини для його термічної підготовки.

У разі використання для нагнітання у вугільний пласт, який газифікується, повітряного дуття отримують газ низької калорійності з теплотворною здатністю порядку 4 МДж/м<sup>3</sup>. Даний продукт придатний для використання в газотурбінних установках або котельнях і ТЕЦ.

У разі використання в технології газифікації вугілля парокисневого дуття отримують середньокалорійний газ з теплотворною здатністю 10–13 МДж/м<sup>3</sup>. За хімічним складом газ придатний для синтезу аміаку й вуглеводнів. Крім того, в цьому газі вміщується багато цінних для хімічної промисловості органічних речовин, які можна відділити від газу перед його спалюванням шляхом конденсації в охолоджувальних сепараторах.

Розрахунковий склад газу, що виробляється на підприємствах ПГВ, характеризується діапазонами вмісту окремих його компонентів залежно від використання згаданих вище видів дуття, а також від гірничо-геологічних умов його залягання, величини притоку підземних вод, хімічного складу вміщуючих гірничих порід тощо (табл. 2).

Слід зазначити, що в структурі капітальних витрат, необхідних для будівництва підприємства з ПГВ, близько 75 % становить вартість наземного енергетичного комплексу (головним чином вартість газотурбінної станції), а 25 % –

будівництво газового генератора і здійснення процесу газифікації вугілля.

Техніко-економічна оцінка ПГВ має суттєве значення для її промислової реалізації. Було проведено порівняльний аналіз економічних показників Південно-Абінської станції «Підземгаз» і сусідніх підприємств шахтного і відкритого видобутку вугілля в Кузбасі. Собівартість 1 т у.п. на підприємствах ПГВ була в 1,5 раза вища, ніж при відкритому видобутку і в 1,3 раза нижча, ніж шахтний видобуток [6].

**Зарубіжний досвід.** За кордоном до другої світової війни жодних практичних робіт з підземної газифікації вугілля не проводилось. Після другої світової війни в Великій Британії, Бельгії, США, Польщі, Чехословаччині й інших державах було зроблено спроби повторити досвід СРСР. Отримані позитивні результати не набули широкого подальшого розвитку у зв'язку із відкриттям на початку 60-х років значних ресурсів природного газу.

За межами СРСР перші досліді підземної газифікації було проведено в 1946 р. в США (штат Алабама) і в 1947 р. в Італії (у Вальдоріо поблизу Флоренції). Американські фахівці розробили й дослідили метод ПГВ з керованим переносом точки подачі дуття. Пласт розкривають вертикальною свердловиною, яка призначена для відводу газу, й похило-горизонтальною свердловиною, горизонтальна частина якої проходить поблизу подошви пласта. Через цю свердловину здійснюється подача дуття. За оцінками американських експертів, зокрема Лоуренс-Ліверморської лабораторії (ЛЛЛ) і компанії «Галф Ресерч енд Девелопмент» [7], собівартість замітника природного газу (ЗПГ) методом ПГВ становить 50–70 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>.

Метод ПГВ з керованим переносом точки подачі дуття вирішує завдання контролюваного реагування окислювача з вогневим забоем пласта, але реалізація цього метода не передбачає гідравлічно пов'язаної системи між свердловинами. При цьому експлуатація свердловин-газогенераторів не забезпечує повноти вигазування вугільного пласта.

Економічна оцінка процесу виробництва замітника природного газу при підземній газифікації вугілля за методом ЛЛЛ проводилась на основі попередніх конструктивних і технологічних параметрів підземних газифікаторів.

Таблиця 3 – Характеристики методів газифікації

Показник	Газифікація по методу Лургі		Газифікація по методу «ЛЛЛ»
	«АНГ»	«Ель Пасо»	
Потужність комплексу по ЗПГ, млн м <sup>3</sup> /доб	7,788	8,185	8,185
Час роботи за рік, %	91	90	90
Вища теплота згорання, МДж/м <sup>3</sup>	35,55	35,45	35,45
Витрати кисню (98 %), т/доб	5097,5	5190	5190
Паливо для отримання пари	Вугілля	Низькокалорійний газ	Сирий газ
Витрати вугілля, т/доб	33384	27034	24122
Склад вугілля на робочу масу, %:			
горючі	56,6	64,5	72,2
волога	36,0	16,3	21,4
зола	7,4	19,2	6,4
Побічні продукти:			
смола, тис. л/доб	316,7	912,0	1109,7
смолисте масло, тис. л/доб	520,6	452,0	549,2
нафта, тис. л/доб	175,0	260,1	260,0
феноли, тис. л/доб	106,4	110,6	134,7
аміак, т/доб	199,6	198,7	212,3
сірка, т/доб	-	134,3	145,0

Порівняння здійснювалось за результатами аналогічних розрахунків наземної газифікації за методом Лургі, що ґрунтується на відкритому вуглевидобутку. Як приклад наземної газифікації за методом Лургі прийняті установки «Ель Пасо» на напівбітумінозному вугіллі та установки компанії «Амерікен Нечерел Гес» на лігніті. Підземна газифікація вугілля за методом ЛЛЛ здійснювалась на напівбітумінозному вугіллі. У всіх трьох варіантах процес газифікації здійснювався на парокисневому дутті під тиском 3,2 МПа. Основні технологічні показники виробництва ЗПГ методами ЛЛЛ і Лургі наведено в табл. 3.

За порівнянням економічних показників російської і американської технологій японські фахівці встановили, що для підприємств ПГВ з отриманням сирого газу (синтез-газу для виробництва ЗПГ) з теплою згорання 11,3 МДж/м<sup>3</sup> (2700 ккал/м<sup>3</sup>) собівартість газоподібного енергоносія становила: для американських технологій – 0,029–0,045 дол. США/МДж (7–10,6 дол. США/Гкал); для російських технологій – 0,023 дол. США/МДж (5,5 дол. США/Гкал) [8].

В 70-ті роки ХХ століття у зв'язку з кризою в енергетиці в США, ФРН, Франції, Бельгії інтерес до ПГВ виник знову. У цих державах було розроблено програми, метою яких було вивчення можливостей видалення запасів вугілля (способом ПГВ), які неможливо видалити існуючими способами з тих чи інших мір-

кувань, а також в отриманні газу ПГВ для переробки у висококалорійний газ – замітник природного газу. Ці проекти включали в себе дослідження від математичного і фізичного моделювання до випробувань в натурних умовах.

У Франції роботи з підземної газифікації вугілля проводились на тонких пластах потужністю до 2 м з глибинами залягання до 2 км (оцінені запаси близько 2 млрд т). Перероблюючи 1 млрд т вугілля, планувалося виробити 150 млрд м<sup>3</sup> газу.

Масштабні експерименти було проведено в Бельгії та Іспанії. В Бельгії було реалізовано спільний бельгійсько-німецький проект, метою якого була реалізація ПГВ на глибинах понад 1000 м під тиском до 3 МПа. Техніко-економічні оцінки дозволяли стверджувати, що процес економічно вигідний при газифікації 40–80 тис. т вугілля на одну пару свердловин. Отриманий газ планувалося використовувати для виробництва метанолу й заміників природного газу. Однак самого технологічного процесу ПГВ здійснити з низки причин не вдалося.

Ряд європейських країн (Бельгія, Франція, Німеччина, Англія, Нідерланди, Іспанія) вирішили продовжити вивчення і освоєння технології ПГВ на менших глибинах, для чого було вибрано район з типовими для Західної Європи вугільними пластами в Іспанії. Підземний генератор було розташовано на

пологопадаючій ділянці вугільного пласта потужністю до 2 м на глибині 500 м. Вугілля пласта близьке до лігнітів, високобітумне, з масовим вмістом сірки 7,3 %. У ролі дослідного генератора було запропоновано модуль американської технології з керованим переміщенням зони підводу дуття до реакційної поверхні робочої ділянки свердловини у вугільному пласті. Головною відмінністю натурних досліджень ПГВ в Іспанії є підвищений до 5,3 МПа тиск в газогенераторі. Газ ПГВ, отриманий у Іспанії, легко відмивається від вугільної кислоти й сірководню. Одночасно вирішуються дві проблеми: підвищення теплоти згорання до 14 МДж/м<sup>3</sup> і вловлювання сірководню. Тому потенційні перспективи ПГВ (із значним вмістом сірки і вуглекислоти) екологічно прийнятні.

В останні 10 років дослідні роботи по ПГУ активно проводились в Китаї та Австралії. В Китаї переважала шахтна підготовка підземних газогенераторів до газифікації, глибина закладення яких перевищувала 100 м. Усього було закладено 10 ділянок ПГВ.

Особливу увагу привертає комерційний проект підприємства «ПГВ-ТЕС» в Австралії. Згідно з проектом газ ПГВ використовують в комбінованому парогазовому циклі сумарною електричною потужністю 67 МВт. Продуктивність підземного генератора – 100 тис. м<sup>3</sup>/год при теплоті згорання близько 6 МДж/м<sup>3</sup>. Робочий тиск пароповітряної суміші 1 МПа [9].

Інтерес до даних технологій спостерігається і в країнах близького зарубіжжя, зокрема в Казахстані [10]. Гострою проблемою в енергетичній галузі Казахстану є критичний рівень забезпечення паливом Південної енергетичної зони, що не відповідає вимогам енергетичної безпеки і незалежності, а також екологічної прийнятності. Підземна газифікація вугілля, яке важко видобувається, та залучення його в паливно-енергетичний баланс регіону стане новим напрямом в енергетиці Казахстану і надасть змогу вирішити енергетичну проблему Північного Казахстану. Запаси вугілля басейну становлять близько 10 млрд т, що еквівалентно 19 трлн м<sup>3</sup> заміниці природного газу (ЗПГ). За попередніми оцінками Центральноазійської академії інформаціології, отриманими за аналогічними вихідними даними США, установка з виробництва ЗПГ продуктивністю близько

7 млрд м<sup>3</sup> ЗПГ на рік вартістю приблизно 135 млн дол. США може бути побудована за два роки з можливою вартістю газу на колекторі газового заводу близько 38 дол. США за 1000 м<sup>3</sup> газу і після розрахунків по кредитах – 5–7 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>.

**Досвід України.** В процесі реструктуризації вугільної галузі в Україні значна кількість неробочих пластів вугілля залишається поза балансом і не використовується. Відновлення виробничої діяльності шахт, що знаходяться в процесі закриття, для доробки цих пластів звичайними способами економічно неефективно, а проведення підземної газифікації дасть змогу одержати значний еколого-економічний ефект. Реальність такого рішення перевірена на закритій шахті «Гострий» ВО «Селидіввугілля». Загалом у період 1985 – 1991 рр. тут в експериментальному порядку було газифіковано близько 3,5 тис. т вугілля. Продуктивний газ направлявся в котел-утилізатор системи теплозабезпечення [11].

На базі отриманих експериментальних даних інститут «Дондіпрошахт» розробив технічний проект підземного генератора теплоти (ПГТ) на круто падаючих пластах для енергетичної установки потужністю 6 МВт. Проект наземної ТЕС виконано «Укренергочорметом».

На базі наукових результатів ДВАТ «Дніпродіпрошахт» розроблено два робочих проекти станцій «Підземгаз» для бурого вугілля: «Техніко-економічне обґрунтування доцільності будівництва станції «Підземгаз» на Синельниковському родовищі»; «Проект експериментального підземного генератора на Монастирищівському родовищі» та для кам'яного вугілля «Проект експериментальної ділянки станції «Підземгаз» ВАТ «Павлоградвугілля».

Спільно із польськими, німецькими, бельгійськими та англійськими науковцями здійснюється реалізація спільного проекту «HUGE: воднево орієнтована підземна газифікація для Європи». Розроблені сучасні схеми підземних газогенераторів дозволять розширити застосування підземної газифікації на малих і середніх глибинах. Пошарове вигазовування запасів із ін'єкційною закладкою деформованих порід покрівлі та вигазованого простору в змозі забезпечити технологічну і екологічну прийнятність процесу. При цьому собівартість 1000 м<sup>3</sup> горючих газів становити-

ме в середньому 219 грн, а вартість 1 кВт виробленої електроенергії – в середньому 0,18 грн [12].

За підрахунками фахівців «Схід ДРГП» при відробці покладів методом підземної газифікації вугілля в Луганській області (ділянки «Глибокі горизонти Краснолучського Північного №1»), рівень рентабельності повинен становити не менше 6,3 % [13].

Процес спалення вугілля в круто падаючих пластах і малих родовищах виглядає конкурентоспроможним вже при сьогоdnішньому рівні цін на нафту. Разом з тим слід зазначити, що більше 30 % теплоти витрачається на нагрівання газовідвідних каналів, а також на випаровування підземних вод. Тому підземне спалювання вугілля рекомендується використовувати на невеликих глибинах (300–400 м) і лише в слабо обводнених шахтах. Якщо ж поблизу осередку горіння розмістити парогенератор, то стане можливим проводити спалювання вугілля на глибинах до 500–700 м [14].

Здійснення проектів по переведенню реструктуризованих шахт у розряд газовидобувних дасть змогу зменшити бюджетні витрати на закриття неперспективних шахт приблизно на 50–60 % та знизити соціальне навантаження при закритті шахт, створюючи додатково 40–50 робочих місць на одну свердловину.

## ВИСНОВКИ

В Україні понад 40,1 млрд т запасів вугільних пластів придатні для підземної газифікації, що становить понад 30 % загальних обсягів (117 млрд т). На даний час для підземної газифікації можуть бути задіяні близько 20 млрд т балансових і 3,8 млрд т забалансових запасів кам'яного вугілля та 1,1 млрд т балансових і 0,2 млрд т забалансових запасів бурого вугілля.

Процес підземної газифікації вугілля значною мірою залежить від геологічних і гідрогеологічних особливостей залягання вугілля. Тому важко, а іноді поки що й неможливо досягти на одному родовищі технічні показники, запроектовані й отримані на іншому родовищі. Навіть в одному родовищі постійно змінюються умови газифікації. При повітряній, кисневій, пароповітряній і вуглекислотній газифікації отримати стійкий процес з постій-

ним складом газу досить важко. Необхідна така наукова концепція підземної газифікації, яка б надала змогу отримувати стійкі результати шляхом впливу на процес будь-яких факторів або включення в процес ряду родовищ (площ), які б усереднювали склад кінцевого продукту для споживачів (у вигляді електроенергії, тепла, синтез-газу).

Завдання отримання в довгостроковій перспективі штучного газу і його постачання вирішуватиметься за рахунок багатосвердловинного видобутку. Технології, запропоновані російськими фахівцями (з подальшим прилаштуванням до геологічних умов Західного Донбасу, Львівсько-Волинського басейну, Олександрійського буровугільного родовища та ін.), є достатньо ефективними й працездатними і будуть неминуче потрібні в період скорочення світових запасів природного газу й нафти і супутнього даному процесу збільшення ринкових цін.

1. *Перспективи розвитку української вугільної промисловості при реструктуризації галузі.* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.masters.donntu.edu.ua/2011/tem/pasichka/library/translate.htm>.
2. *Крейнин Е.В., Фёдоров Н.А., Звягинцев К.Н.* Подземная газификация угольных пластов. – М. : Недра, 1982. – 355 с.
3. *Газификация твердых топлив подземная.* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [http://www.newchemistry.ru/glossary/glossary.php?gloss\\_id=994](http://www.newchemistry.ru/glossary/glossary.php?gloss_id=994).
4. *Крейнин Е.В.* Нетрадиционные термические технологии добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 302 с.
5. *Лазаренко С.Н., Кравцов П.В.* Новый этап развития подземной газификации угля в России и в мире. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [online.ru.files.../2007/6/25\\_Lazarenko18.pdf](http://online.ru.files.../2007/6/25_Lazarenko18.pdf).
6. *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.
7. *Garon A.M.* An economic evaluation of underground coal gasification. Proceedings of the Second Annual Underground Coal Gasification Symposium – USA, 1976. – P.

155–168.

8. *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.

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

10. *Папафанасопуло Г.А.* К вопросу подземной газификации углей // *Новости теплоснабжения*. – 2005. – №7(59). – С. 32–34.

11. *Янко С.В., Громов В.А., Поштук А.З.* Подземное сжигание угля // *Уголь Украины*. – 1995. – №11. – С. 2–5.

12. *Фальштинский В.С., Дичковский Р.О.,*

*Табаченко М.М.* Новітня технологія розробки вугільних пластів на базі свердловинної газифікації // *Уголь України*. – 2010. – №1. – С. 10–13.

13. *Герасимов Е.С.* Перспективы использования ресурсов угольных месторождений Донбасса (на примере Луганской области) // *Уголь Украины*. – 2011. – №9. – С. 45–47.

14. *Янко С.В., Трошенькин Б.А.* Перспективы освоения глубоко залегающих угольных месторождений // *Уголь Украины*. – 2010. – №10. – С. 3–10.

*Надійшла до редакції 26.03.2012 р.*