

Канд. геол. наук М.В. Жикаляк  
(ДРГП «Донецькгеологія»),  
д-р геол.- мінерал. наук В.В. Лукінов  
(ІГТМ НАН України)

## **ПОПЕРЕДНЯ ДЕГАЗАЦІЯ - ЗАПОРУКА БЕЗПЕЧНОГО РЕСУРСОЗБЕРІГАЮЧОГО ВУГЛЕВИДОБУТКУ В ДОНБАСІ**

Масштабные аварии, которые произошли на протяжении последних лет на угольных шахтах Донбасса, выявили отсутствие системного подхода в обеспечении электротехнической, технологической и метановой безопасности угледобычи. Дальнейшее развитие угледобывающей отрасли Донбасса должно идти по безопасной ресурсосберегающей и экологически чистой технологии. Наиболее эффективным способом для достижения данной цели является предварительная дегазация флангов шахтных полей и комбинированная дегазация добычных и горнопроходческих участков. Обоснованы благоприятные условия и оптимальные показатели предварительного извлечения газа-метана до 29 % из угольных пластов и до 42 % из газоносных песчаников.

## **PRE-DEGASSING AS A GUARANTEE FOR SAFETY AND RESOURCE- SAVING COAL PRODUCTION IN DONBAS**

Great failures happened in the Donbas coal mines during the last years revealed absence of any systemic approach to the electrotechnical, technological and methane-outburst safety in the coal production. The coal production industry of Donbas should be further developed on the basis of safety, resource-saving and environmental-friendly technology. The most effective method of achieving this goal is pre-gassing of the mine-field flanges and combined degassing of production and drifting units. This article shows favourable conditions and optimal factors of preliminary gas-methane recovery from the coal seam (up to 29 %) and gas-contained sandstones (up to 42 %).

### **Вступ**

Україна належить до країн лише частково забезпечених традиційними видами первинної енергії. Рівень енергозалежності вітчизняної економіки є середньоєвропейським (до 55-60 %) і має тенденцію, до зменшення в останні роки, однак характеризується відсутністю диверсифікації джерел постачання таких енергоносіїв як нафти, природного газу та ядерного палива. У структурі споживання первинної енергії в Україні за минулі роки найбільший обсяг припадає на природний газ (40 %), нафту (до 20 %), вугілля (19 %), уран (17 %), гідроресурси та інші відновлювані джерела - 4% [1, 3]. Але єдиним видом паливно-енергетичної сировини, запасів якої у надрах України достатньо для повного забезпечення потреб усіх галузей вітчизняної економіки, є вугілля. Тому саме з його видобутком пов'язується енергетична незалежність та національна безпека держави.

Зараз у вугільній промисловості України переважає державна форма власності. Недержавний, сектор вуглевидобування представляють приватизовані державні шахти «Красноармійська Західна № 1», «Комсомолец Донбассу», великі прибуткові вугільні компанії «Павлоградвугілля» і «Краснодонвугілля», орендна шахта ім. О.Ф. Засядька і декілька середніх та 157 дрібних нетипових шахт, які перебувають у власності

або в оренді різних приватних фірм. Частка недержавного сектору в галузі за обсягом видобутку приблизно складає 45-47 %, із них – 41 % - частка великих рентабельних шахт і 4-6 % - дрібних нетипових шахт [1].

Гірничогеологічні умови розробки шахт з кожним роком ускладнюються. Середня глибина видобутку вугілля у Донбасі досягла 750 м, а максимальна - 1400 м. Майже 90 % шахт є надкатегорійними за газом, третина шахт експлуатує пласти, що небезпечні відносно раптових викидів пилу і газу та схильні до самозаймання [3]. Більшість шахт відпрацьовують пласти, вугільний пил яких є вибухонебезпечним. І хоча Україна за обсягом видобутку вугілля належить до першої десятки провідних країн світу, але значно поступається більшості із них за техніко-економічними показниками вуглевидобутку та рівнем промислової безпеки.

### **Проблеми безпеки вуглевидобутку**

Масштабні аварії, які відбулись на протязі останніх 2-3 років на вугільних шахтах Донбасу у зв'язку з трагічними вибухами газу-метану, з особливою контрастністю виявили старі системні проблеми щодо безпечного ведення гірничих робіт, комплексного і раціонального видобування стратегічної енергетичної сировини - кам'яного вугілля. Аварії також висвітлили невідповідність закладених у проектах технічних рішень фактичним гірничо-геологічним умовам, відхилення від проектів, порушення вимог метанової, гірничої та електротехнічної безпеки, невідповідність кадрів, низьку технологічну і трудову дисципліну. Серйозні звинувачення висловлювались і на адресу гірничо-геологічного забезпечення. Після прийняття жорстких заходів, які забезпечуватимуть зниження впливу на аварійність людських чинників, доля і актуальність гірничо-геологічних факторів значно збільшиться. Перш за все це стосується достовірності, максимальної адресності та детальності геологічної інформації і прогнозів. Безумовно, створити абсолютно безпечну технологію видобутку вугілля або проведення гірничих виробок неможливо. Ризик завжди був і буде, але він повинен бути прогнозованим, очікуваним і максимально мінімізованим для конкретних гірничо-геологічних умов та з урахуванням результатів моделювання протидії геологічного масиву.

Аналіз досвіду роботи вуглевидобувних підприємств у Донбасі за останні 8-10 років показав, що на газово-небезпечних шахтах (90 % від загальної кількості) капіталовкладення на 1 т видобутку вугілля на 30-35 % вищі, собівартість в 1,5-2,0 рази більша, а навантаження на очисний вибій і продуктивність праці шахтарів нижчі відповідно на 40-55 % і 30 %, ніж в аналогічних умовах, але в негазових шахтах. Собівартість видобутку вугілля у шахтах глибиною більшу за 800 м підвищується із-за впливу газового та теплового факторів на 7 % на кожні 100 м заглиблення гірничих робіт. При збільшенні глибини гірничих робіт понад 1200 м градієнт зростання собівартості вугілля досягає 12-15 % на кожні 100 м збільшення глибини вуглевидобутку. Аварійність і нещасні випадки обумовлюють ще більш тяжкі наслідки і втрати. Зокрема за 2000-2007 роки у зв'язку із загибеллю

1109 шахтарів у 196 аварійних ситуаціях тільки прямі витрати склали 550 млн. грн. або 1 млн. грн. на 1 млн. т видобутого вугілля [6]. Загроза викидонебезпечності та збільшення метановиділення у гірничі виробки з глибиною обумовлюють зменшення темпів їх проходження у 5-6 разів, а проведення противикидних заходів веде до збільшення загальних витрат на 25-40 % [2].

Найбільш ефективними способами щодо системного забезпечення метанобезпеки гірничих робіт є завчасна попередня дегазація шахтних полів свердловинами з поверхні та підземна дегазація видобувних і гірничопрхідницьких ділянок. Досвід проведення поетапної комплексної дегазації у Карагандинському і Печорському басейнах за 1984-2002 роки показав, що, здійснивши витрати на таку дегазацію в обсягах 8-10 % від собівартості видобутку вугілля, можна забезпечити приріст загального видобутку вугілля на 20-50 % за рахунок зниження обмежень за газовими чинниками, а також зменшення вмісту метану у вугільних пластах на 35-40 % від природної газоносності [2].

Таким чином проблема важкого стану у вугільній галузі України та Донбасу зокрема обумовлена відсутністю системного забезпечення метанобезпеки вугільних шахт на усіх стадіях освоєння вугільних родовищ. За останні роки стан дегазації та провітрювання на вугільних шахтах Донбасу різко погіршився, що одночасно з іншими причинами сприяло збільшенню числа та трагічних наслідків вибухів метану і вугільного пилу. Тому зараз найважливішими пріоритетними напрямками робіт щодо вилучення та використання метану є промислова попередня дегазація вугільних пластів і пісковиків на флангах і периферійних ділянках шахтних полів свердловинами з денної поверхні і поетапна дегазація видобувних панелей через свердловини, які буряться з поверхні та із гірничих виробок.

### **Попередня завчасна дегазація та видобуток газу-метану**

Основні закономірності розповсюдження та форми знаходження газу-метану у вугільних пластах і вміщуючих породах Донбасу вивчені досить детально та надійно. Але із збільшенням глибини вуглевидобутку в Донбасі зростає газоносність вугільних пластів та літостатичний і гірничий тиски при суттєвому зменшенні газопроникності вугілля і вміщуючих порід, що обумовлює зниження ефективності традиційної дегазації вентиляційними потоками (струменями). Тому зараз недостатньо забезпечувати прогноз газоносності тільки на рівні побудови ізогаз, визначення вмісту метану в 1 т вугілля або проводити підрахунок ресурсів газу-метану в цілому по вугільному пласту чи горизонту. Необхідно детально вивчити і моделювати розподіл метану, його вільних і слабосорбованих фракцій, вихід летких компонентів та інших фізико-хімічних характеристик вугілля, підраховувати ресурси і запаси метану в вугільних пластах і верствах пісковиків, а також обґрунтовувати продуктивність і видобувні обсяги газу-метану для кожних 0,25-1 км.

На стадії геологічної розвідки необхідно виконувати комплексні геолого-геофізичні дослідження з метою геотехнологічного картування ділянки чи

шахтного поля як вуглегазового родовища. Провести детальний літолого-фаціальний аналіз продуктивної товщі та структурно-морфологічний аналіз умов залягання вугільних пластів і основних верств пісковиків. Особливу увагу треба приділити вивченню та геометризації природної газоносності вугілля і вміщуючих порід, визначенню фізико-механічних властивостей вугілля і порід для обґрунтування їх газовіддачі та ресурсного потенціалу метану за комплексом ознак та критеріїв. На перспективних ділянках і блоках здійснити попередній видобуток вільного і слабосорбованого газу-метану свердловинами з поверхні. При цьому видобуток метану повинен починатись за 5-7 років до початку ведення гірничих робіт з необхідною технологічною обробкою масиву для підвищення газовіддачі до 15-25 % від природної газоносності вугілля і 50 % - пісковиків.

Ефективність вилучення метану із вуглегазової товщі вугільних родовищ визначається гірничо-геологічними умовами залягання продуктивних горизонтів, природною метаноносністю вугілля і пісковиків, потужністю представлених ними пластів, їх газовіддачею, кутами нахилу (падіння) та глибиною залягання, речовинним, хімічним і структурним складом вугілля, ступенем метаморфізму вугілля та катагенезом вміщуючих порід, фізико-механічними, газодинамічними і фільтраційними властивостями продуктивних горизонтів і пластів, літостатичним, гірничим і пластовими тисками, а також гірничотехнічними і технологічними факторами. Комплексність при попередньому видобутку газу-метану і промислова цінність експлуатаційно-дегазаційних свердловин будуть сприяти збільшенню їх дебіту і терміну служби, раціональній та ефективній експлуатації дегазаційно-видобувної системи в цілому.

За результатами аналізу геологорозвідувальних та експлуатаційних робіт на вугілля з використанням світового досвіду завчасний попередній промисловий видобуток газу-метану з високим потенціалом доцільно проводити для вугільних родовищ Донбасу, які характеризуються наступними показниками:

- низько-середнім і середнім ступенями метаморфізму вугілля (марки Г, Ж, К і ПС);

- наявністю у розрізі потужних (більше 0,6 м) пластів крихкого вугілля з об'ємною проникністю більше 0,1 мілідарсі та відбивною здатністю вітриніту  $R_0$  від 0,75 до 2,1% (найбільш оптимально - 0,8-1,2 %);

- високою газоносністю вугілля (більше 12-14 м<sup>3</sup>/т) при пропорційному її зростанні з глибиною до 85-95 % від його максимальної газоємності;

- оптимальною глибиною залягання вугільних пластів, наприклад, від 500 м до 1050 м - у Красноармійському, від 400 м до 900 м - у Донецько-Макіївському та від 350 м до 950 м - у Південно-Донбаському вуглепромислових районах;

- вітринітовим складом вугілля та його зольністю менше 25 %;

- виходом летких компонентів у вугіллі від 21 % до 25 % та аномальними параметрами градієнту виходу летких компонентів з глибиною на кожні 100 м;

- максимальними значеннями вільного газовиділення у газокернабірниках з врахуванням особливостей будови вугільних родовищ, ступеню мета-

морфізму вугілля та глибини опробування;

- сприятливою геодинамікою вугленосного масиву в стані розтягування або слабого стискування [2];

- наявністю у вугіллі системи відкритих мікропористих та лінійних порожнин, які визначають його резервуарну проникність та посилену тектонічну тріщинуватість.

Оскільки вугільний пласт є складним тріщинувато-пористим тілом, основний об'єм вільного і сорбованого газу-метану локалізується у пустотах розміром від декількох ангстрем до міліметрів. В цілому тріщинна порожність середньометаморфізованого вугілля Донбасу оцінюється у 5-12 %, але доля первинних ендегенних тріщин складає не більше 5 % від загального об'єму його мікропустотності. При цьому максимальна частота ендегенних тріщин спостерігається у вугіллі марок Ж, К і ПС з підвищеним вмістом вітриніту. Основна екзогенна тріщинуватість є результатом тектонічних процесів, спричиняючих стиснення, розтягування або зрушення пластів. З такими параметрами тріщинуватості вугілля як щільність тріщин, питома тріщинуватість, довжина та ширина тріщин добре корелюється його проникність, що має пряме відношення до позитивного вирішення проблеми дегазації та попереднього видобутку метану. Крім того, при виділенні першочергових об'єктів для попереднього видобутку газу-метану треба обґрунтувати для конкретних умов можливість штучного розширення первинної мережі тріщин за рахунок механічного, гідравлічного або фізико-хімічного способів інтенсифікації метановіддачі вугільного пласта [2].

Для прогнозу зон і ділянок, перспективних для попереднього видобутку метану, необхідно враховувати початкову швидкість газовіддачі, тиск і дебіт газу. Початкова швидкість газовіддачі характеризує газовиділення із масиву. Вона зростає із збільшенням глибини залягання вугільних пластів, а також у метаморфічному спектрі вугілля від марки Г до марок К і ПС від 0,1 до 53 м<sup>3</sup> на годину за 1 м з наступним зменшенням до 0,01 м /г/м при переході вугілля у антрацити. Величина тиску газу у вугіллі марок К і ПС при різній глибині залягання у безпечних щодо викидів зонах складає до 22,3·10<sup>5</sup> Па, а у пластах, схильних до раптових викидів вугілля та газу, - до 34,7·10<sup>5</sup> Па [7].

Умови та закономірності десорбції метану із вугільної речовини в умовах Донбасу за даними Кірюкова В.В. та Новикової В.М. (Санкт-Петербурзький гірничий інститут) залежать також і від наноконпонентів та наноструктури вугілля. Зокрема, дифузія газів вітринітового вугілля активізується на середніх стадіях метаморфізму 4Ж-5К-6ПС з різким збільшенням та перевагою у вугіллі тріщинної ємності [4]. При цьому тип процесу вільного та слабосорбованого газоутворення різко змінюється. Спостерігається перетворення сферовидних пор вітриніту стадії 3Г у веретеноподібні пори стадії 5К та наступне їх перегрупування і розчленування з утворенням більших складних пор на стадії антрацитів 9А-10А при одночасному зменшенні ефективного перетину пор та трансформуванні вугільних макромолекул у надмолекулярні агрегатні доме-

ни [4]. Напевно, це відбувається за рахунок збільшення літостатичного тиску і температури у процесі метаморфізму вугілля.

Необхідно також відмітити, що вихід вільного та слабосорбованого метану із вугільних пластів при попередньому видобутку - дегазації поверхневими свердловинами, безумовно, призведе до часткового зсідання у зоні дренавання вугільної речовини та вугільного пласта в цілому, що, в свою чергу, суттєво змінить його напруженість. Тобто в принципі при створенні оптимальної мережі поверхневих видобувних свердловин в розрахунку від однієї до чотирьох свердловин на 1 км у вугільному пласті можливе виникнення наступного перманентного, саморегулюючого та самозабезпечуючого циклічного процесу: видобуток вільного газу —> перерозподіл напруг —> вихід слабосорбованого метану із пласта —▶ часткове зсідання вугільного пласта —> збільшення деформування системи "вугілля-метан" —» розширення зони дегазації за рахунок активізації десорбції вугілля —> збільшення емісії газу при дегазації. Саме такий перманентний циклічний процес, імовірно, забезпечив довгострокове (від 12 до 17 років) та ефективне (понад 80 % вилучення метану) функціонування експлуатаційних метанових свердловин в Аппалачському басейні США.

Але все ж таки у процесі попередньої дегазації вугільних родовищ Донбасу особливе пріоритетне місце належатиме видобуванню вільного газу-метану із порових колекторів - пісковиків алювіально-дельтового та прибережно-морського генезису, які характеризуються збільшенням газоносності від центру до периферії Донецького басейну з 3 до 7-13 м/м . Особливо перспективними є інтервали розрізу і ділянки перешаровування газоносного вугілля та пісковиків. Максимальна потенційна газонасиченість пісковиків для Південно-Західного Донбасу прогнозується на глибинах від 1150 м до 1500 м у Центральному, від 1250 м до 1650 м - у Донецько-Макіївському і від 1700 м до 2050 м - у Красноармійському вугленосних районах [5]. В якості першочергових об'єктів для попереднього видобутку газу-метану із порових колекторів, з врахуванням зазначеного, доцільно розглядати інтервали глибин, де відбувається вирівнювання пластових тисків у колекторі з гідростатичним. Глибина, на якій початковий пластовий тиск порових колекторів перевищує гідростатичний тиск, залежить від району, шахтного поля та вугленосної ділянки. Так, у Красноармійському вуглепромисловому районі початковий тиск газових об'єктів починає співпадати з гідростатичним на глибинах від 1210 м (ділянка «Гапіївська») до 1420 м (ділянка «Північно-Родинська № 2»). На глибинах понад 1900 м початковий пластовий тиск уже перевищує гідростатичний на 15 % у газОВО-водних об'єктах і на 15-25 % у газових об'єктах.

У Донецько-Макіївському районі пластовий тиск газових об'єктів відповідає гідростатичному тиску на глибинах від 1180 м (шх. ім. О.Ф. Засядька і ділянка «Кальміуський Рудник») до 1370 м на ділянці «Бутовській Глибокій № 2». На глибинах понад 2000 м у нерозвантаженому масиві максимальний початковий пластовий тиск у газОВО-водних об'єктах перевищує гідростатичний тиск на 12-18 %, а у газОВО-носних - на 30-35 % [7].

Низько-середній і середній ступені метаморфізму вугілля (головним чином, марки 2Г-4Ж) та відповідний катагенез вміщуючих порід обумовили для пред-

ставлених в таких зонах верств пісковиків найбільш сприятливі у вугленосній товщі фільтраційно-ємнісні властивості від 5-7 до 15-20 % (у середньому 8-10 %) і проникність від десятих долей до десятків, іноді сотень мілідарсі. Необхідно також відмітити, що часто між метаном і сухою обезводненою породою з поровим колектором відсутній сорбційний зв'язок. Це обумовлює швидку газо-віддачу в процесі розкриття газоносного пісковика дегазаційною свердловиною при ефективній його пористості від 2,3 до 2,6 % [7].

Підвищення газовіддачі вугільних пластів та верств газоносних пісковиків, з метою забезпечення рентабельного дебіту свердловин, може здійснюватись через свердловини з денної поверхні шляхом додаткового розкриття природних та створення нових систем тріщин (механічний і гідравлічний способи інтенсифікації метановіддачі) в об'ємі вугільного пласта та пачки пісковика. Ефективний радіус активного впливу свердловини в умовах Красноармійського, Південно-Донбаського, Краснодонського, Лисичанського та Луганського вуглепромислових районів при цьому буде досягати 200-250 м. Даний емпіричний висновок артемівських та луганських геологів підтверджується дослідженнями та моделюванням газовіддачі і техніко-економічних показників стосовно попередньої дегазації поверхневими свердловинами продуктивних вугільних пластів та газоносних вугільно-пісчаних товщ Донецького басейну, які виконані Джонатаном Р. Келафантом (Advanced Resources International, Inc., США) за завданням Донецької обласної державної адміністрації та фінансовою підтримкою Агентства Сполучених Штатів Америки по торгівлі і розвитку. За результатами даних досліджень для умов Донбасу навіть при проникності газоносних вугілля і пісковиків більше 0,1 мілідарсі, обґрунтовано оптимальну площу їх дренажу однією свердловиною, рівну 0,25 км<sup>2</sup>, середню глибину дегазаційно-експлуатаційних свердловин – 915 м, середній початковий дебіт однієї свердловини з усіх вугільних пластів і газоносних пісковиків – 16,4 тис. м<sup>3</sup> на добу, а загальний сумарний видобуток з усіх дегазаційних горизонтів на 0,25 км<sup>2</sup> дегазаційно-видобувної площі за перший рік експлуатації однієї свердловини досягне 6 млн. м<sup>3</sup> газу вугільних родовищ, за три роки - 11,4 млн. м<sup>3</sup>, за п'ять років - 14 млн. м<sup>3</sup>, за сім років - 15 млн. м<sup>3</sup>, за десять років - 16 млн. м<sup>3</sup> і за 15 років - 16,8 млн. м<sup>3</sup> [8]. Тобто при такій технологічній схемі попередньої дегазації у найбільш сприятливих умовах Донбасу основні обсяги видобутку газу-метану будуть отримані у перші 3-5 років експлуатації дегазаційно-видобувних свердловин. Це забезпечить попереднє вилучення поверхневими дегазаційно-експлуатаційними свердловинами газу-метану на флангах і периферійних частинах шахтних полів до 45 % із вугільних пластів і до 65 % із газоносних пісковиків від їхньої природної газонасності.

Наведені дані та обсяги прогнозованого попереднього видобутку газу-метану в реальних умовах Донецького басейну більшістю фахівців будуть сприйняті як занадто оптимістичні. І підґрунтя для таких сумнівів, безумовно, існує. Перш за все, необхідно врахувати, що Донбас є старим вуглепромисловим регіоном і суттєво здренованим вугільно-газовим басейном. Виконаний аналіз розподілу пластових тисків у порових колекторах Красноармійського, Південно-Донбаського і Донецько-Макіївського районів доводить, що при оптимальній середній глибині

дегазаційно-видобувних свердловин – 915 м максимальні фактичні пластові тиски у порових колекторах типових газових об'єктів даних районів менші на 25-45 % від відповідного гідростатичного тиску (у середньому на 36 %). Тому до обґрунтованих за результатами досліджень Джонатана Келафанта обсягів попереднього видобутку поверхневими свердловинами газу-метану необхідно застосувати середній понижаючий коефіцієнт 0,64. З врахуванням даного коефіцієнта сумарний попередній видобуток поверхневою дегазаційно-експлуатаційною свердловиною газу-метану з елементарної дегазаційної площі 0,25 км на флангах шахтних полів буде складати 29 % із вугільних пластів і 42 % із газоносних пісковиків від їхньої природної газонасності.

### Висновки

Отримані результати можуть бути використані у процесі техніко-економічного обґрунтування промислового видобутку газу-метану на першочергових газово-вугільних об'єктах Донбасу. Конкретні способи, схеми, об'єми та параметри попередньої дегазації на флангах шахтних полів у значній мірі визначатимуться гірничотехнічними і технологічними схемами видобутку вугілля на сусідніх шахтах з врахуванням комплексу геологічних та гірничих факторів. Для основних вуглепромислових районів Донбасу необхідно також виконати типізацію метановугільних родовищ і шахтних полів у відповідності з критеріями та вимогами щодо попередньої дегазації, а на її основі - методичне обґрунтування оптимальних фізико-фільтраційних та геотехнологічних моделей об'єктів, найбільш перспективних для попереднього видобутку газу-метану поверхневими свердловинами. Це дозволить значно удосконалити способи і технологічні схеми загальної дегазації з метою підвищення енергетичної цінності газово-вугільних родовищ, гарантування метанобезпеки гірничих робіт та ефективного ресурсозберігаючого вуглевидобутку.

Конструювання системи видобутку вугілля і схеми вентиляції видобувних ділянок і шахт для вугільних пластів із газонасністю більше 12-14 м<sup>3</sup>/т повинні здійснюватись після та з урахуванням результатів завчасної дегазації. Експлуатація таких пластів без завчасної попередньої дегазації поверхневими свердловинами повинна бути заборонена.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Амоша О.І., Кабанов А.І., Стариченко Л.Л. Проблеми вітчизняної вугільної промисловості у світлі вступу України до Світової організації торгівлі: Монографія / НАН України. Інститут економіки промисловості. - Донецьк, 2006. – 68 с.
2. Пучков Л.А., Сластунов С.В., Коликов К.С. Извлечение метана из угольных пластов. - Издательство Московского государственного горного университета, 2002. – 383 с.
3. Третьяков Ю.І., Маковенко В.Т., Пилипчук А.Д. та ін. Мінеральні ресурси України та світу // Державне науково-виробниче підприємство Теоінформ України". – К., 2007. – 462 с.
4. Кирюков В.В., Новикова В.Н. Наноконпоненты и наноструктуры ископаемых углей // Труды Санкт-Петербургского государственного горного института, 2002. – С. 1 - 10.
5. Лукинов В.В., Жикаляк Н.В. Прогнозная оценка глубин максимальной газонасности песчаников // Геотехническая механика. - Днепропетровск. – 2005. – Вып. 53. – С. 13 – 20.
6. Азаров С.І., Семенов Д.В., Азарова О.В. Вугільна галузь України: стан, загрози та безпека // Національна безпека і оборона. – 2008. – № 19. – С. 106 – 116.
7. Анциферов А.В., Гошовский С.В., Жикаляк Н.В. и др. Мировой опыт и перспективы применения на Украине сейсмического метода при поисках, разведке и добыче метана угольных месторождений // Геофізичний журнал. – 2008. – № 3. – С. 25 – 32.
8. Джонатан Р. Келафонт. Результаты исследования "Метан угольных пластов (шахтный метан Донецкого бассейна)" // Отчет для Донецкой областной администрации: Арлингтон, Виржиния, США. – 181 с.