

4. При термообработке совместной пробы шлама и углей в различных соотношениях теплота сгорания оказалась значительно ниже, чем величина теплоты сгорания газа пиролиза из шлама в 2 – 2,5 раза.

5. Выявлена перспектива получения из угольных шламов методом промышленного коксования газов со средней и высокой теплотой сгорания (более 18 МДж/м<sup>3</sup>) позволит использовать его при передаче на большие расстояния, а также для бытовых целей отдельных предприятий и поселков.

6. При коксовании углеродсодержащих отходов, какими являются шламы, происходит выделение из них коксового газа в количестве около 200 м<sup>3</sup> на 1 т сырья; при этом ресурсы получения газа составляют примерно 20 млрд. м<sup>3</sup> в год, что эквивалентно около 10 млрд. м<sup>3</sup> природного газа.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Петров А. И. Исследование углетоходов России и разработка рекомендаций по их утилизации / А. И. Петров, М. Я. Шпирт, В. В. Пушканов // Уголь. – 1997. – № 3. – С. 56 – 58.
2. Саранчук В. И. Флотирование углей реагентами из продуктов коксохимии / В. И. Саранчук, И. А. Аровин, Л. Я. Галушко. – Донецк : Східний видавничий дім, Кальміус, 2006. – 192 с.
3. Макаров Г. Н. Химическая технология твердых горючих ископаемых: учебн. для вузов / Г. Н. Макаров, Г. Д. Харлампович. – М. : Химия, 1986. – 496 с.
4. Якунин В. П. Использование отходов обогащения углей / В. П. Якунин, А. А. Агроскин. – М. : Недра, 1978. – 167 с.
5. Глушенко И. М. Теоретические основы технологии твердых горючих ископаемых: учебн. пособие для вузов / И. М. Глушенко. – К. : Вища школа, 1980. – 256 с.
6. Приходченко В. Л. Результаты исследования термодеструкции низкосортных углей и угольных шламов / В. Л. Приходченко, Е. А. Слащева, В. Я. Осенний, Н. В. Коваль // Геотехническая механика: Межвед. сб. научн. тр. / ИГТМ НАН Украины. – Днепрпетровск, 2010. – Вып. № 85. – С. 154 – 160.

УДК 553.94 (477.83)

Д-р геол.- мінерал. наук В.І. Узіюк  
(ЛНУ імені Івана Франка),  
нач. Львівської ГРЕ С.С. Сокоренко,  
канд. геол. наук, І. В. Шайнога  
(ЛНУ імені Івана Франка).

### **МЕТАНОГЕНЕРАЦІЙНИЙ ПОТЕНЦІАЛ, СУЧАСНА ГАЗОНОСНІСТЬ ПІВДЕННО-ЗАХІДНОГО ВУГЛЕНОСНОГО РАЙОНУ ЛЬВІВСЬКО- ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ І ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ**

Рассчитан и описан метаногенерационный потенциал 199 пластов и прослоев угля, перебууренных 311 скважинами на Тягловском месторождении, 173 пластов и прослоев угля, перебууренных 185 скважинами на Любельском месторождении. По некоторым пластам подсчитаны современные ресурсы метана. Установлены большие отличия значений метаногенерационного потенциала от современных его ресурсов.

### **METAN-GENERATION POTENTIAL, MODERN GAS-BEARING OF SOUTH-WESTERN COAL-BEARING REGION OF LVIV-VOLYN BASIN AND PERSPECTIVES OF METHANE EXTRACTION.**

Metan-generation potential of 199 coal beds and layers from 311 wells of Tyaglov coalfield and of 173 coal beds and layers from 185 wells Lyubelya coalfield are calculated and discribed.

Modern methane resources are calculated by these coal beds. The big difference between metanogenesis potential and its modern resources are distinguished.

**Загальні відомості.** Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн знаходиться на південному заході України, у верхній течії р. Західний Буг. Він витягнутий у меридіональному напрямку приблизно на 100 км та має середню ширину до 50 км і площу біля 5000 км<sup>2</sup>. Пошуковими і геологорозвідувальними роботами на його території виявлено 7 вугільних родовищ – Волинське, Забузьке, Межиріченське, Тяглівське, Любельське, Бубнівське, Буське і ділянка Межиріччя-Західна. За територіальною приналежністю, особливостями геологічної будови, вугленосністю, ступеня розвіданості та промислового освоєння територія басейну розділена на три райони – Нововолинський і Червоноградський геолого-промислові та Південно-західний вугленосний [7]. Нововолинський район займає крайню північно-східну частину від Володимир-Волинського глибинного розлому на півночі до кордону Волинської і Львівської областей на південному заході. Він займає всю площу Волинського вугільного родовища. Вугленосна товща має моноклінальне залягання, переважно південно-східне простягання і падіння на захід під кутами 1-5<sup>0</sup>. Район найбільш детально розвіданий і його вугільні пласти  $n_7$  та  $n_8$  розробляються шахтами. Червоноградський геолого-промисловий район займає центральну частину басейну, всю площу Забузького і Межиріченського вугільних родовищ. На півночі він межує з Нововолинським районом, на сході і півдні межа проходить по смужі вапняків нижнього віку що виходять на поверхню карбону, а на південному заході вздовж Великомоствівського насуву. Це основний район в басейні з промисловими пластами  $n_7^H$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_8$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$  і частково  $v_6$ , який залягає на 250 м нижче пласта  $n_7^H$ . Окремі з них розробляються шахтами.

Південно-західний вугленосний район знаходиться на крайньому південному заході басейну. Він межує на північному сході з Червоноградським районом, а на південному заході з Нестерівським скидом. На території району виявлено два родовища – Тяглівське і Любельське. На обох проведені пошукові роботи і попередня розвідка, а на полях шахт Тяглівська 1 і Любельська 1 – детальна розвідка. Виявлені вугільні пласти від  $v_6$  по  $b_7$ . Шахтами вони ще не розробляються. В роботі автори дотримувались наступних визначень.

Метаногенераційний потенціал вугілля – це кількість метану, що утворилась при постадійному перетворенні вуглетворної фітомаси в торф, буре, кам'яне вугілля та в антрацит. Газоносність вугілля – присутність у вугіллі газів, представлених, головним чином, метаном, азотом, в меншій мірі – воднем, важкими вуглеводнями, сірководнем, інертними газами. Гази вугленосних відкладів – гази, які у вільному, водорозчинному, сорбованому стані та у твердому розчині знаходяться у вугільних пластах та у вмістних породах в умовах природного залягання. Природна газоносність – загальний об'єм газу, який знаходиться в одиниці об'єму або маси вугілля чи породи в природних умовах, приведених до нормальних умов (20<sup>0</sup>C, 0, 1 МПа), (в м<sup>3</sup>/т вугілля або м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> породи). Метаноносність – об'єм газів метанового ряду, які знаходяться в одиниці

об'єму або маси вугілля чи породи в умовах природного залягання, приведених до нормальних умов ( $\text{м}^3/\text{т с.б.м.}$  або  $\text{м}^3/\text{м}^3$  породи).

**Актуальність проблеми.** У сучасному паливно-енергетичному комплексі України є значний дефіцит власного видобутку нафти і газу. Потреби держави у вуглеводневому паливі задовольняються, здебільшого, за рахунок постачання з Російської Федерації та Туркменестану. Залежність країни від зовнішніх постачальників енергоносіїв породжує нестабільність її економіки у державному масштабі. Згідно з “Національною енергетичною програмою України (1995-2010 рр.)” найближчим часом видобуток газу в Україні повинен зрости вдвічі. Досягнення цієї мети традиційними пошуками, розвідкою і розробкою тільки нафтогазових родовищ вимагає систематичних великих капіталовкладень, яких нині держава не має. У зв'язку з цим актуальною проблемою стає можливе використання нетрадиційних видів водневої сировини і, передусім, вуглеводневих газів вугільних родовищ. У вугільних пластах та вмісних їх гірських породах вугленосних формацій міститься значна їх кількість, головним серед яких є метан. За даними українських вчених запаси метану у вугіллі та вмісних породах Донецького і Львівсько-Волинського басейнів становлять 2,5-3,5 трл.м<sup>3</sup>, з яких можна видобувати більше половини. Американські вчені стверджують наявність у вугільних басейнах України до 27 трл.м<sup>3</sup> метану. Видобувати метан можна сумісно з видобутком вугілля (попутній газ) і як самостійну корисну копалину, тобто до шахтного видобутку вугілля за принципом економічної доцільності. Відсутність однозначної оцінки запасів та ресурсів метану у газовугільних басейнах зумовлює необхідність вивчення проблеми генерації газів на всіх стадіях перетворення фітомаси – від седиментогенезу (торф'яна стадія вуглеутворення) до метаморфогенного перетворення її в антрацит. Таке постадійне вивчення кількості генерованих фітомасою метаморфогенних газів дозволить оцінити їх роль в утворенні родовищ газу у вугільних басейнах на різних етапах їх формування і найдостовірніше оцінити загальну кількість газів, генерованих органічною речовиною та сучасний видобувний газогенераційний потенціал.

**Аналіз попередніх досліджень і публікацій.** Лабораторне моделювання процесів біохімічного перетворення органічної речовини торфу провели Є.А. Рогозіна, І.К.Норенкова, С.В.Вільтовська, Є.В. Костюнічева [2]. Вони розраховали метаногенераційний потенціал верхніх 10 см шару торфу на початковому етапі його перетворення і встановили, що 1 км<sup>2</sup> площі торфовища генерує  $3,2 \times 10^5$  м<sup>3</sup> метану, серед яких  $0,6 \times 10^5$  м<sup>3</sup> (18,7 %) знаходиться у сорбованому стані. Баланс газів, що утворюються при вуглефікації рослинної органічної речовини в надрах Землі, вивчався низкою вчених. К. Паттейські [9] стверджував, що кисень, який є у вугіллі, виділяється при його метаморфізмі, утворюючи діоксид вуглецю та воду, а водень – метан і його гомологи. При утворенні 1 тонни антрациту формується 278 м<sup>3</sup> метану і 123 м<sup>3</sup> вуглекислого газу. Р.А. Мотт [8] за системою хімічних рівнянь визначив, що при фуглефікації деревини до стадії антрациту утворюється 324 м<sup>3</sup> метану. В.О. Успенський [14] дійшов висновку, що метан формується на всіх стадіях вуглефікації. В.П. Козлов і Л.В. Токарев [4]

довели, що при утворенні бурого вугілля генерується близько  $68 \text{ м}^3/\text{т}$  метану, кам'яного –  $161 \text{ м}^3/\text{т}$ , а при перетворенні його в антрацит виділяється  $193 \text{ м}^3/\text{т}$  метану. Г.Д. Лідін [6] розрахунками підтвердив висновок про формування  $150\text{-}240 \text{ м}^3$  метану і  $120\text{-}130 \text{ кг}$  води при метаморфічному перетворенні вугілля різних марок – від довгополуменевого до антрациту. При штучній вуглефікації кам'яного вугілля і антрациту Х.Юнтген та Дж. Карвайл [4] отримали газопродуктивність близьку до визначеної В.П. Козловим Л.В. Токаревим, О.А. Радченко і Є.Рогозіною. Визначені наступні контрастні етапи збільшення генерації метану: 1-й – на початку буровугільної стадії, 2-й – на межі буровугільної та кам'яновугільної стадії, 3-й – на межі кам'яновугільної і антрацитової стадії, 4-й – посередині антрацитової стадії. Генерація вуглекислого газу і сірководню менш диференційована. В.Л. Соколовим і В.Ф. Симоненко [10] здійснено фізичне моделювання умов газоутворення на кожній стадії вуглефікації та в повному її циклі. Виявлено три етапи генерації газів: перший при переході марки Б-Д в Г з найінтенсивнішим виділенням діоксиду вуглецю і незначним виходом метану та його гомологів; другий від марки Г до ПС включно з переважним виділенням метану і його гомологів та незначною кількістю діоксиду вуглецю; третій відповідає маркам П, НА, А і є головним у генерації виключно метану. Основним недоліком цього моделювання є неможливість врахування дії геологічного часу.

Узагальнення робіт попередніх дослідників при оцінці генерації газів рослинною органічною речовиною в процесі перетворення у вугілля проведено В.І. Єрмаковим та В.А. Скоробагатовим [3]. Вони дійшли висновку про задовільну збіжність результатів досліджень, наведених у роботах К. Паттейського, Р. Мотта, В.А. Успенського, Х. Юнтгена та Дж. Карвайла і вказали на необхідність проведення подальшої оцінки газоутворення на підставі розрахунків В.А. Успенського, В.П. Козлова і Л.В. Токарева за стадіями вуглефікації та технологічних марок вугілля. Згідно з ними при утворенні однієї тонни вугілля генеруються наступні кількості  $\text{м}^3$  метану: бурого землистого і матового (марок Б<sub>I-II</sub>) – 68, бурого блискучого (Б<sub>III</sub>) – 100; довгополуменевого (Д) – 168; газового (Г) – 212; жирного (Ж) – 229; коксівного (К) – 270; піснуватого спікливого (ПС) – 287; пісного і напівантрациту (П+НА) – 333; антрациту (А) – 419,  $\text{м}^3$ .

На підставі цих даних і ресурсів вугілля, наведених у роботі “Ресурси твердих горючих копалин України на 01.01. 2000 р. (за оперативними даними)” В.І. Узюк, С.І. Бик, А.В. Ільчишин [11] оцінили газогенераційний потенціал Донецького і Львівсько-Волинського газовугільних басейнів. Сумарний газогенераційний потенціал Донбасу визначений в кількості  $277982525 \text{ млн.м}^3$ , а Львівсько-Волинського –  $24355887 \text{ млн.м}^3$ . Це дуже важливий новий крок в оцінці перспектив можливого видобутку метану з вугленосних товщ. Проте наведені цифри були б значно більшими, якби при розрахунках оцінювались не тільки сучасні марки вугілля, а всі його зміни починаючи з буровугільної стадії до нині. Крім того, для Львівсько-Волинського басейну визначені ресурси вугілля і його газогенерація тільки 6-8 основних промислових вугільних пластів

великого басейнового латерального поширення. Газогенераційний потенціал кожного окремо взятого родовища за всіма стадіями вуглеутворення і технологічними марками вугілля кожного окремо взятого вугільного пласта і прошарку, а їх у Південно-західному районі більше 100, попередніми дослідниками не вивчався. Газогенераційний потенціал промислових вугільних пластів Тяглівського кам'яновугільного родовища Львівсько-Волинського басейну вивчений і розрахований В.І. Узіюком, С.С. Сокоренко, І.В. Шайногою та І.О. Костиком [12]. Ними вивчений також і розрахований метаногенераційний потенціал вугільних пластів і прошарків Любельського родовища кам'яного вугілля [13]. Запаси вуглеводневих газів робочих вугільних пластів Тяглівського і Любельського родовищ вивчили і підрахували Л.І. Грещак та І.О. Костик [1,5].

**Методологія досліджень.** Метою досліджень було вивчення геологічної будови всіх вугільних пластів і прошарків, перебудурених кожною свердловиною, визначення стадії метаморфізму і технологічної марки вугілля, розрахунок метаногенераційного потенціалу кожного окремо взятого вугільного пласта і прошарка вугілля, а також сумарного потенціалу по кожній свердловині окремо і по всіх свердловинах, пробурених на родовищі. Сучасні ресурси метану визначались лише по промислових вугільних пластах, перебудурених і опробуваних газокернабірниками.

Метаногенераційний потенціал вугільних пластів і прошарків вивчали комплексом геологічних, лабораторно-аналітичних і статистичних методів досліджень розрізів свердловин і перебудурених ними вугільних пластів та прошарків. Особливості геологічної будови пластів і прошарків вугілля, його склад і марочну приналежність, площинне їх поширення та геологічні розрізи свердловин вивчали за наявними у геологічних фондах звітами. Визначення метаногенераційного потенціалу проводили у два етапи. На першому розраховували кількість метану, що утворився в процесі біохімічного перетворення фітомаси у торф упродовж терміну формування всієї потужності його покладу (торф'яна стадія), а на другому – розраховували кількість метану, генеровану торфом при поступовому перетворенні його в буре вугілля (буровугільна) і кам'яне (кам'яновугільна) стадії вуглеутворення.

В основу визначення метаногенераційного потенціалу вугільних пластів і прошарків були покладені їхні показники, отримані в процесі буріння свердловин та розраховані за результатами комплексного вивчення вугільних пластів, прошарків і вугілля, що їх складає: середні для родовища значення потужності кожного сучасного вугільного пласта і прошарку та покладів торфу, з яких вони утворились, виражені в метрах; площа поширення кожного пласта і прошарка вугілля на родовищі, виражена в км<sup>2</sup>; середня об'ємна маса вугілля, визначена лабораторними методами і виражена в т/м<sup>3</sup>; послідовно розраховані за цими показниками об'єм вугілля в млн.м<sup>3</sup> та його запаси в млн. тонн; кількість метану, генерованого 10 см потужності покладу торфу на площі 1 км<sup>2</sup> та на всій площі його поширення, виражена в млн. м<sup>3</sup>; кількість метану, сорбованого торфом при газогенерації і того, що вийшов з торфовища, виражена в млн. м<sup>3</sup>; технологічна

марка вугілля; вихід метану при утворенні однієї тонни вугілля більш метаморфізованого (вищої марки) з менш метаморфізованого (нижчої технологічної марки), виражений в м<sup>3</sup>/т; загальна кількість метану, захованого у торфі, вугіллі та неорганічних породах – колекторах, виражена в млн. м<sup>3</sup>.

Середню потужність вугільного пласта (прошарка) визначали діленням сумарної його товщини по всіх свердловинах, що перебували, на їхню кількість, а площу поширення заміряли на гіпсометричних планах побудованих в масштабі 1:25 000. Ступінь скорочення (усадки) потужності торф'яних покладів при переході зрілого торфу у кам'яне вугілля, що дорівнює 4,85 рази, розраховано згідно з інформацією, наведеною в роботі В.Н. Волкова і результатами наших досліджень. Потужність покладу торфу, з якого утворився пласт вугілля, визначали множенням його товщини та ступінь скорочення торф'яного покладу при вуглеутворенні. Кількість метану, генерованого фітомасою при торфоутворенні, визначали згідно з висновками О.А. Рогозіної, І.К. Норенкової, С.П. Вільтовської та О.В. Костюнічової про те, що кожні 10 см потужності покладу торфу на етапі перетворення у вугілля генерують на площі 1 км<sup>2</sup> 0,320 млн. м<sup>3</sup> метану, з яких лише 18,7 % сорбується торфом, а 81,3% виходить з нього [2]. Кількість метану, генерованого кожними 10 см покладу торфу на всій площі його поширення, розраховували множенням значення 0,320 млн. м<sup>3</sup> на сучасну площу поширення вугільного пласта (покладу торфу), а генерованого всією потужністю покладу торфу – множенням отриманого значення на всю потужність покладу торфу і діленням добутку на 10. Значення метану сорбованого торфом і того, що вийшов з торфовища, визначали згідно з відсотками, відповідно 18,7 % та 81,3 %, встановленими авторами роботи [2]. При визначенні метаногенераційного потенціалу ми дотримувались гіпотези про стадії та ряд метаморфізму, згідно з якими з фітомаси утворюється торф, а з нього в надрах Землі – буре вугілля, яке при зміні термодинамічних умов надр поступово перетворюється в кам'яне вугілля різних марок та в антрацит.

Для визначення метаногенераційного потенціалу кам'яного вугілля Тяглівського і Любельського родовищ на різних етапах перетворення фітомаси ми використовували наступну інформацію про виділення метану в процесі перетворення однієї тонни вугілля різних марок в залежності від стадії вуглефікації, наведену в роботі В.П. Козлова і Л.В. Токарева [4]: буре землісте і матове вугілля (марки Б<sub>I-II</sub>) – 68 м<sup>3</sup>/т, буре блискуче вугілля (марка Б<sub>III</sub>) – 100 м<sup>3</sup>/т, газове (марка Г) – 212 м<sup>3</sup>/т, жирне (марка Ж) – 229 м<sup>3</sup>/т, коксівне (марка К) – 270 м<sup>3</sup>/т, піснувате спікливе (марка ПС) – 287 м<sup>3</sup>/т, пісне і напівантрацит (П+НА) - 333 м<sup>3</sup>/т, антрацит (А) – 419 м<sup>3</sup>/т. У випадках, коли на площі поширення пласта зустрічається вугілля різних марок, при розрахунках використовували середні значення метаногенераційного потенціалу як частку від сумарної кількості метану, генерованого однією тонною вугілля всіх наявних марок, поділеної на їхню кількість, а саме: Г+Ж = (212+229)/2 = 220 м<sup>3</sup>/т, Ж+К = (229+270)/2 = 250 м<sup>3</sup>/т, Г+Ж+К = (212+229+270)/3 = 237 м<sup>3</sup>/т. Загальна кількість метану, генерованого у процесі утворення торфу, бурого, кам'яного вугілля та генетично захованого у торфі, вугіллі і вмісних його породах (неорганічних

колекторах), визначали додаванням кількості метану, утвореного на торф'яній стадії та сорбованого торфом до його кількості, генерованої при утворенні вугілля сучасної технологічної марки.

У вугленосній товщі Південно-західного вугленосного району бурінням свердловин виявлені поклади вугілля різної товщини, стратиграфічного положення і латерального поширення. При визначенні метаногенераційного потенціалу ми класифікували їх наступним чином: до робочих віднесені пласти вугілля товщиною 0,5 м і більше, неробочих – 0,30 – 0,49 м і до прошарків – 0,05 – 0,29 м. Товщина вугільних пластів і прошарків непостійна по площі поширення, що зумовлює перехід робочих пластів у неробочі, останніх у прошарки та різне латеральне поширення концентрованої вуглефікованої фітомаси. Стратиграфічне положення одних пластів і прошарків чітко визначене і відмічене літерами латинського алфавіту. Вони віднесені нами до “пластів і прошарків з синонімікою”. Індксація багатьох інших покладів не розроблена і проблематична. Ми назвали їх “пластами і прошарками без синоніміки”, а стратиграфічне положення в розрізі свердловини позначали числами. Для кожного різновиду пластів і прошарків визначений їхній метаногенераційний потенціал, а також сумарне їхнє значення для родовища. Загальна кількість метану, генерованого фітомасою при вуглеутворенні та захороненого у колекторах, визначалась додаванням його кількості генерованої робочими, неробочими пластами і прошарками вугілля.

Обсяги та результати проведених досліджень. Тяглівське родовище. Тяглівське родовище кам'яного вугілля розташоване в північно-східній частині Південно-західного вугленосного району Львівсько-Волинського басейну і приурочене до однойменної синкліналі. Межами родовища на півночі є державний кордон з Польщею, півдні – робочий контур вугільного пласта  $n_7$  ( $n_7^H$ ), заході та сході – Бутинь-Хлівчанська і Белз-Милятинська зони насувів відповідно. Площа родовища становить 160 км<sup>2</sup>, за максимальної протяжності з північного заходу на південний схід 20 км і ширини 8 км. Техніко-економічним обґрунтуванням (ТЕО) доцільності детальної розвідки Тяглівське родовище поділено на три шахтні поля: Тяглівські № 1, 2 і 3 (“УкрНДІ проект”, 1981 р.). На полі шахти Тяглівська №1 проведена детальна розвідка, запаси вугілля затверджені ДКЗ СРСР (1986 р.), об'єкт передано для промислового освоєння ДП “Львіввугілля”, Мінвуглепрому України. На полях шахт Тяглівські № 2, 3 завершено попередню розвідку і “УкрНДІ проект” розроблено ТЕО доцільності детальної розвідки. Мінімальна глибина залягання продуктивних кам'яновугільних відкладів на родовищі – 528 м, максимальна – 1050 м [5]. Геологічна будова родовища, його вугленосність, вугільні пласти і прошарки та їхній метаногенераційний потенціал вивчені для 311 свердловин пошукової, попередньої, детальної розвідок. Всього у свердловинах виявлено і комплексно вивчено 199 вугільних пластів і прошарків вугілля, в тому числі 26 робочих пластів із синонімікою і 14 без синоніміки, 39 неробочих вугільних пластів з синонімікою і 26 без синоніміки та 63 прошарки вугілля з синонімікою і 31 без неї. Найменш метаморфізоване вугілля родовища нині відноситься до газового

(технологічна марка Г), а найбільш метаморфізоване переважно до жирного (марка Ж), і лише пласт  $v_6$  – до коксівного (марка К).

До робочих з синонімікою на Тяглівському родовищі належать пласти:  $v_5^4$ ,  $v_6$ ,  $n_0^6$ ,  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ ,  $n_5$ ,  $n_6$ ,  $n_6^1$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_7^{B-1}$ ,  $n_7^{B-2}$ ,  $n_7^1$ ,  $n_8$ ,  $n_8^0$ ,  $n_8^B$ ,  $n_8^1$ ,  $n_9$ ,  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$ ,  $v_3^1$ ,  $v_4$ ,  $v_6$ ,  $v_7$ . Їхня товщина змінюється від 0,51 м ( $n_8^1$ ) до 0,99 м ( $n_7^B$ ). До основних робочих пластів належать  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_7^1$ ,  $n_8$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$ ,  $v_4$ . Газовим вугіллям марки Г складені розрізи пластів  $n_8^1$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$ ,  $v_4$ ,  $v_6$ ,  $v_7$ ; газовим і жирним (Г+Ж) -  $n_0^6$ ,  $n_1$ ,  $n_2$ ,  $n_3$ ,  $n_5$ ,  $n_6$ ,  $n_6^1$ ,  $n_7$ ,  $n_7^B$ ,  $n_7^{B-1}$ ,  $n_7^{B-2}$ ,  $n_7^1$ ,  $n_8$ ,  $n_8^0$ ; жирним (Ж) -  $v_5^4$ ,  $v_1$ ,  $v_2$ ,  $v_3$ ,  $v_3^1$ , а коксівним вугіллям – лише пласт  $v_6$ . 14 пластів товщиною 0,5-0,95 м залягають у різних інтервалах розрізу вугленосної товщі, не мають однозначної синоніміки, складені, головню, газовим і жирним вугіллям.

Узагальнена інформація про метаногенераційний потенціал торф'яної і кам'яновугільної стадій вуглеутворення кожного окремо взятого різновиду вугільних пластів та прошарків, а також сумарна кількість генерованого ними метану співставлені в таблиці 1.

Таблиця 1 Кількість метану, генерованого фітомасою в процесі перетворення неї у концентровану вугільну речовину.

Різновиди пластів і прошарків вугілля за товщиною та синонімікою	Кількість генерованого метану, млн. м <sup>3</sup>		
	При утворенні торфу з фітомаси	При утворенні вугілля з торфу	Разом
Робочі з синонімікою (0,5 м і більше)	1332,543	140268,529	141501,072
Робочі без синоніміки	39,034	4439,499	4478,533
Неробочі з синонімікою (0,30-0,49 м)	1025,266	111242,696	112267,962
Неробочі без синоніміки	258,137	29649,655	29907,792
Прошарки з синонімікою (0,05-0,29 м)	1191,071	129266,879	130457,95
Прошарки без синоніміки	2247,963	257293,528	259541,491
У сь о г о	6094,014	672160,786	678254,8

**Любельське родовище** розташоване західніше від Тяглівського на відстані 5,7-7,7 км. Їх розділяє вузька Бутинська антиклінальна зона, ускладнена Бутить-Хлівчанською зоною насувів, яка складається з трьох, чотирьох, місцями з п'яти тектонічних порушень. Межами родовища є: на півночі і північному заході державний кордон з Польщею, на північному сході і південному заході умовна лінія від с. Корчиковки через с.с. Домашів, Пристань, Любеля до с. Кулява. Південно-західна частина родовища обмежена лінією, яка проходить від с. Куляви через с.с. Любеля і Волиня, м. Угнів до кордону з Польщею. Площа родовища 170 км<sup>2</sup>, максимальна довжина з північного заходу на південний схід 34 км, а середня ширина 5 км. Техніко-економічними розрахунками, виконаними інститутом “УкрНДІпроект”, доказана економічна доцільність промислового освоєння родовища 5-ю шахтами (“Любельські №№ 1, 2, 3, 4, 5”) загальною потужністю 6,3 млн. тонн вугілля в рік. Станом на 01.01.1994 р. на полі “Любельська № 1” закінчена детальна розвідка, запаси вугілля затверджені в



ДКЗ України у грудні 1993 року (протокол № 167 від 23.12.93 р.) і воно передане Мінвуглепрому для промислового освоєння. На полі шахти “Любельська № 2” завершена попередня розвідка і нині проводиться детальна розвідка. На полях шахт “Любельські №№ 3, 4, 5” закінчені пошуково-оціночні роботи. Мінімальна глибина залягання продуктивних кам’яновугільних відкладів на родовищі 657,1 м максимальна – 1517,8 м. [5]

Вугленосна товща родовища вивчена по 185 свердловинах, які перебурили 173 вугільні пласти і прошарки вугілля, в тому числі: 31 пласт товщиною 0,50 м і більше з синонімікою і 12 без синоніміки; 38 пластів товщиною 0,30-0,49 м з синонімікою і 24 пласта без синоніміки; 43 прошарки вугілля товщиною 0,05-0,29 м з синонімікою і 25 без синоніміки. До основних вугільних пластів на родовищі відносяться:  $v_6, n_0^6, n_7 (n_7^H), n_7^1 (n_7), n_7^{B-1}, n_7^{B-2}, n_7^B, n_8, n_8^0, n_8^B, n_8^5, n_9, v_1, v_3$ . Метаморфізм вугілля непостійний по площі родовища. Воно переважно жирне і близьке до коксівного, рідше газове близьке до жирного і коксівне. Найменш метаморфізоване вугілля пласта  $n_9$  (марка Г-Ж), найбільш метаморфізоване (марка К) – пластів  $v_6, n_7^{B-1}, n_7^{B-2}$  та інших. До робочих з синонімікою на Любельському родовищі відносяться пласти вугілля  $v_5^4, v_6, n_0^1, n_0^5, n_0^6, n_1, n_2, n_5, n_6^0, n_6^1, n_7, n_7^B, n_7^{B-1}, n_7^{B-2}, n_7^1, n_7^{1H}, n_7^{1B}, n_8, n_8^0, n_8^B, n_8^{B-1}, n_8^{B-2}, n_8^1, n_8^3, n_8^4, n_8^5, n_9, v_0, v_1, v_3, v_3^1$ . Товщина цих пластів змінюється від 0,50 м (пласти  $n_0^5, n_5, v_3^1$ ) до 1,43 м (пласт  $n_7$ ), а у переважній більшості пластів вона змінюється в межах 0,60-0,80 м. Метаморфізм прошарків вугілля мало відрізняється від метаморфізму вугільних пластів. Метаногенераційний потенціал розрахований для кожного вугільного пласта і прошарка вугілля [13], а узагальнена інформація про кількість генерованого метану на торф’яній і кам’яновугільній стадіях вуглеутворення наведена в таблиці 2.

Таблиця 2 Кількість метану, генерованого фітомасою в процесі перетворення неї у концентровану вугільну речовину.

Різновиди пластів і прошарків вугілля за товщиною та синонімікою	Кількість генерованого метану, млн. м <sup>3</sup>		
	При утворенні торфу з фітомаси	При утворенні вугілля з торфу	Разом
Робочі з синонімікою (0,50 м і більше)	2421,503	281581,911	284003,414
Робочі без синоніміки	170,248	19314,810	19485,058
Неробочі з синонімікою (0,30-0,49 м)	1860,686	22805,736	222666,422
Неробочі без синоніміки	1174,767	132424,173	133598,940
Прошарки з синонімікою (0,05-0,29 м)	2051,089	243829,458	245880,547
Прошарки без синоніміки	5739,110	639306,848	645045,958
<b>У с ь о г о</b>	<b>13417,403</b>	<b>1537262,936</b>	<b>1550680,339</b>

**Сучасні прогностичні запаси вуглеводневих газів.** Запаси підраховані І.О. Костиком за даними Л.І. Грещак по Тяглівському і Любельському родовищах

[1,5]. В основу підрахунків покладена наступна формула, яка примінюється на стадії детальної розвідки вугільних родовищ Донбасу:

$$Vr = S \cdot m \cdot q \cdot Kb \cdot r,$$

де  $Vr$  – геологічні запаси газу;  $S$  – площа підрахунку, млн.  $m^2$ ;  $m$  – середня товщина пласта, м;  $r$  – середня газоносність пласта,  $m^3/t$  с.б.м;  $q$  – уявна густина вугілля,  $t/m^3$ ;  $Kb$  – коефіцієнт сухої беззольної маси.

У зв'язку з тим, що складові цієї формули підрахунку запасів “ $S$ ,  $m$  і  $q$ ” входять у формулу підрахунку запасів вугілля, для оцінки запасів вуглеводневих газів використані вихідні дані для підрахунку запасів вугілля. Підрахунок проведений на основі гіпсометричних планів вугільних пластів, на які винесені блоки підрахунку запасів вугілля за категоріями розвіданості та газоносність яких дорівнює або більша  $5 m^3/t$  с.б.м.

**Тяглівське родовище.** Підраховані запаси газів по робочих пластах  $v_6$ ,  $n_7$ ,  $n_7^1$ ,  $n_7^B$ ,  $n_8$ ,  $n_8^B$ ,  $n_9$ ,  $v_4$  співставленні в таблиці 3.

Таблиця 3. Запаси вуглеводних газів у вугільних пластах родовища.

№ п/п	Назва поля шахти	Пласт	Запаси газу, тис.м <sup>3</sup>
1	Тяглівська 1	$v_4$	84 927
2	Тяглівські №№ 2 і 3		14 708
	Усього по пласту		99 635
3	Тяглівська 1	$n_9$	292 620
4	Тяглівські №№ 2 і 3		196 004
	Усього по пласту		488 624
5	Тяглівська 1	$n_8^B$	244 104
6	Тяглівські №№ 2 і 3		48 071
	Усього по пласту		292 175
7	Тяглівська 1	$n_8$	333 478
8	Тяглівські №№ 2 і 3		123 463
	Усього по пласту		456 941
9	Тяглівська 1	$n_7^B$	80 456
10	Тяглівські №№ 2 і 3		216 933
	Усього по пласту		297 389
11	Тяглівська 1	$n_7^1$	294 672
12	Тяглівські №№ 2 і 3		56 827
	Усього по пласту		351 499
13	Тяглівська 1	$n_7$	480 437
14	Тяглівські №№ 2 і 3		296 684
	Усього по пласту		777 221
15	Тяглівська № 3	$v_6$	311 917
	Разом по родовищу		3 075 401

По полю шахти “Тяглівська № 1” підраховані геологічні і видобувні способом дегазації запаси газу по вугільних пластах, а також прогнозні запаси по горизонтах пісковиків (табл. 4).

Таблиця 4. Об'єми вуглеводневих газів у вугленосній товщі поля шахти "Тяглівська № 1"

Газоносний горизонт	Геологічні запаси газу, млн. м <sup>3</sup>	Видобувні газів способом дегазації, млн. м <sup>3</sup>	Прогнозні запаси газу, млн. м <sup>3</sup>
1	2	3	4
Вугленосний пласт v <sub>4</sub>	84,927	24,911	
Вугленосний пласт n <sub>9</sub>	292,620	92,527	
Вугленосний пласт n <sub>8</sub> <sup>В</sup>	244,104	86,848	
Вугленосний пласт n <sub>8</sub>	333,478	120,613	
Вугленосний пласт n <sub>7</sub> <sup>В</sup>	745,501	285,575	
Вугленосний пласт n <sub>7</sub> <sup>1</sup>	294,672	120,664	
Вугленосний пласт n <sub>7</sub>	480,437	201,427	
Пісковик			
n <sub>9</sub> ∫ v <sub>4</sub>	–	–	1283,4
n <sub>8</sub> ∫ n <sub>9</sub>	–	–	1114,4
n <sub>0</sub> <sup>6</sup> ∫ n <sub>7</sub>	–	–	769,6
Газ у водах за 30 років роботи шахти	–	–	4,9
Всього	2475,739	932,565	3172,5

Таким чином, загальні запаси видобувного газу при майбутній експлуатації вугільних пластів складуть 932,565 млн. м<sup>3</sup>, а геологічні, що будуть дегазувати, - 247 млн. м<sup>3</sup>. Будуть дегазовані також і пісковики з загальними запасами газу за категорією С<sub>2</sub> 3172,5 млн. м<sup>3</sup>.

**Любельське родовище.** Запаси газів підраховані по робочих вугільних пластах n<sub>7</sub><sup>В</sup>, n<sub>7</sub><sup>1</sup> і n<sub>7</sub> тільки по північній частині родовища, де їхня газоносність більша 5 м<sup>3</sup>/т с.б.м. і є мінімальною для підрахунку запасів газу для Львівсько-Волинського басейну. По пластах v<sub>6</sub> і n<sub>0</sub><sup>6</sup> запаси підраховані по всій площі родовища оскільки їхня газоносність складає 5,0-25,3 м<sup>3</sup>/т с.б.м; а розвіданість значно нижча, ніж пластів n<sub>7</sub><sup>В</sup>, n<sub>7</sub><sup>1</sup> і n<sub>7</sub>. В таблиці 5 співставлені запаси вуглеводневих газів робочих пластів вугілля за даними Л.І. Грещак [1].

Таблиця 5. Запаси вуглеводневих газів у вугільних пластах родовища

№ п/п	Назва шахти	Пласт	Запаси газу, тис. м <sup>3</sup>
1	Любельські №№ 4 і 5	v <sub>6</sub>	143 032
2	Любельські №№ 1,2 і 3	v <sub>6</sub>	675 600
3	Любельські №№ 4 і 5	n <sub>0</sub> <sup>6</sup>	845 600
4	Любельські №№ 1 і 2	n <sub>0</sub> <sup>6</sup>	197 675
5	Любельські №№ 4 і 5	n <sub>7</sub>	116 700
6	Любельські №№ 4 і 5	n <sub>7</sub> <sup>1</sup>	341 900
7	Любельські №№ 4 і 5	n <sub>7</sub> <sup>В</sup>	819 100
	Разом по родовищу		<b>3 139 607</b>

**Аналіз результатів досліджень.** Інформація таблиць 1 і 2 свідчить про неоднакову кількість метану, що утворився з вуглефікованої фітомаси на Тяглівському (678254,8 млн. м<sup>3</sup>) і Любельському (1550680,3 млн. м<sup>3</sup>) родовищах. Це зумовлено різною кількістю вугільних пластів та прошарків вугілля, відповідно 199 і 173, площею родовищ – 160 км<sup>2</sup> і 170 км<sup>2</sup>, метаморфізмом і технологічними марками вугілля – переважно газове (марка Г) і газове-жирне (марка Г+Ж), рідше жирне (марка Ж) на Тяглівському родовищі та переважно газове-жирне, жирне і частково коксівне (марка К) на Любельському родовищі, а також іншими генетичними факторами. Виявлені також значні розбіжності в об'ємах метану, генерованого кожним різновидом покладів вугілля. Так, на Тяглівському родовищі робочі і неробочі пласти вугілля з синонімікою генерували у два рази менше метану, ніж на Любельському, прошарки вугілля з синонімікою – в 1,9 рази менше, а прошарки вугілля без синоніміки – в 2,5 рази менше. Всі поклади вугілля генерували на Тяглівському родовищі метану в 2,3 рази менше, ніж на Любельському.

Об'єми метану, що утворилися з вуглефікованої фітомаси однойменних пластів на кожному родовищі, дуже відрізняються від сучасних прогнозних запасів, розрахованих за сучасною газоносністю (табл.6)

Таблиця 6. Співставлення об'ємів метану, генерованого фітомасою в процесі вуглеутворення з сучасними прогнозними запасами газів.

Тяглівське родовище			Любельське родовище		
Пласт	Об'єм метану генерованого фітомасою, млн. м <sup>3</sup>	Об'єм сучасних прогнозних запасів вуглеводневих газів, млн. м <sup>3</sup>	Пласт	Об'єм метану генерованого фіто-масою, млн. м <sup>3</sup>	Об'єм сучасних прогнозних запасів вуглеводневих газів, млн. м <sup>3</sup>
v <sub>4</sub>	8175,2	99,6			
n <sub>9</sub>	12809,5	488,6			
n <sub>8</sub> <sup>B</sup>	12036,8	292,2			
n <sub>8</sub>	7507,8	456,9	n <sub>7</sub> <sup>B</sup>	44229,4	819.1
n <sub>7</sub> <sup>B</sup>	20993,6	297,4	n <sub>7</sub> <sup>1</sup>	31972,9	341.9
n <sub>7</sub> <sup>1</sup>	6293,9	351,5	n <sub>7</sub>	41487,3	116.7
n <sub>7</sub>	6488,5	777,2	n <sub>0</sub> <sup>6</sup>	6907,2	1043.3
v <sub>6</sub>	2977,9	311,9	v <sub>6</sub>	10184,5	818.6
Разом		3075,4		134781,3	3139.6

Для вивчення причин розбіжностей і виявлення ділянок вірогідного найбільшого збереження метану в колекторах необхідно детально вивчати геологічну будову родовища (сратиграфію), склад і колекторські властивості порід, гідрогеологію, дрібно, середньо- і великоамплітудну тектоніку, історію геологічного розвитку родовища, сучасний стан дегазації його пошуковими та розвідувальними свердловинами.

За наявною сьогодні комплексною інформацією найбільш перспективним для довивчення і можливого видобутку метану є поле шахти Тяглівська 1.

Геологічні запаси вуглеводневих газів, генеровані фітомасою при утворенні торфу і вугілля та підраховані тут лише по семи пластах, складають 480,437 млн. м<sup>3</sup>, а видобувні способом дегазації – 201,427 млн. м<sup>3</sup>. При оцінці всіх 199 пластів і прошарків вугілля, перебуваних свердловинами, вони будуть незрівнянно більшими.

На Любельському родовищі прошарків вугілля також більше (68) ніж неробочих вугільних пластів (62) і особливо пластів товщиною 0,50 м і більше (43). Відповідно змінюється і метаногенераційний потенціал прошарків – 890926,4 млн. м<sup>3</sup>, неробочих пластів – 356265 млн. м<sup>3</sup> і робочих пластів – 303488 млн. м<sup>3</sup>.

**Висновки 1.** Насиченість вугленосної товщі родовищ Південно-західного вугленосного району покладами вугілля дуже велика. На Тяглівському родовищі коефіцієнт загальної вугленосності змінюється від 1,0 до 11,7 %. Для його вугленосності характерні також наступні закономірності: збільшення кількості покладів вугілля зі зменшенням їхньої товщини, а саме: прошарків вугілля товщиною 0,05–0,29 м – виявлено 94, неробочих пластів товщиною 0,30–0,49 м – 65, а робочих товщиною 0,50 м і більше – лише 40. Відповідно і кількість метану, генерованого прошарками вугілля (389999,4 млн. м<sup>3</sup>) у 2,7 рази більша від генерованої неробочими (142175,7 млн. м<sup>3</sup>) і робочими пластами (146079,6 млн. м<sup>3</sup>).

2. Ступінь дегазованості вугленосної товщі пропонуємо виражати через коефіцієнт природної дегазованості, тобто числове значення відношення об'єму газів, генерованих фітомасою в процесі утворення сучасного вугільного пласта, до сучасних прогнозних запасів газів у ньому. На Тяглівському родовищі по більшості однойменних вугільних пластів він менший, ніж на Любельському, а саме:  $v_6$  – 9,5 проти 12,4;  $n_7$  – 8,3 проти 355,5;  $n_7^1$  – 17,9 проти 93,5. Винятковим є лише пласт  $n_7^B$  зі значенням цього коефіцієнта 70,6 на Тяглівському родовищі і дещо меншим але великим (54) на Любельському.

3. Коефіцієнт природної дегазованості вугленосної товщі відображає комплексні особливості її геологічної будови і здатність зберігати матаморфогенні газу, генеровані фітомасою в процесі вуглеутворення. Менші значення коефіцієнта природної дегазованості Тяглівського родовища свідчать про меншу його тектонічну порушеність і наявність потужної товщі мало порушених перекинутих газонепроникних порід.

4. Газогенераційний потенціал – хороший інформативний показник насиченості осадових товщ концентрованою та розсіяною вуглефікованою фітомасою, що генерує газ у процесі вуглефікації, а також показник гірничо-геологічних умов вуглевидобутку за наявністю газів. Значення його обов'язково необхідно враховувати при вивченні газоносності осадових товщ та родовищ вугілля.

5. Вільні вуглеводневі газу, генеровані в процесі вуглеутворення і незатримані покладами вугілля та породами, що їх вміщують, мігрували догори, можливо, по площі поширення вугленосної товщі, збиралися у сприятливих колекторах і утворювали газові поклади та родовища. Газогенераційний потенціал вуглефікованої фітомаси є високоінформативним прогнозним генетичним

критерієм можливої наявності родовищ вуглеводневих газів у верхніх горизонтах вугленосних товщ і породах, що їх перекривають. Вуглеводневі гази Великомоствівського і Локачівського родовищ мають мабуть метаморфогенне походження. Вони мігрували з вугленосної товщі у породи-колектори припіднятих блоків девону, які потім занурились до сучасної глибини.

### СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Газоносность и выбросоопасность углей и вмещающих пород Юго-западного углепромышленного района Львовско-Волинского бассейна / Л.И. Грешак, П.М. Явный, И.В. Зборивец и др. – Львов, 1991. – Т.1 – 89 с; Т.2 – 35 граф. прил.; Т.3 – 209 с.
2. Генерация газов при биохимическом преобразовании органического вещества торфа / Рогозина Е.А., Норенкова И.К., Вильтовская С.В. и др. // Химия твердого топлива, - 1978. - № 2. – С. 30-33.
3. Ермаков В.И., Скоробагатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. М: Недра, 1984. – 205 с.
4. Козлов В.П., Токарев Л.В. Масштабы газообразования в осадочных толщах (на примере Донецкого бассейна) // Советская геология. – 1961. - № 7. С. 19-33.
5. Костик И.Е. Современная газоносность и ресурсы метана Львовско-Волинского углегазового бассейна // Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины. Том II. Углегазовые и газовые месторождения Северо-Восточного Донбасса, окраин Большого Донбасса, ДДВ и Львовско-Волинского бассейна . – Донецк, изд-во “Вебер” (Донецкое отделение), 2010. – С.281-351.
6. Лидин Г.Д. Газообильность каменноугольных шахт СССР. В 3-х т. Т. 3.- М.: Изд-во АН СССР. – 1963. – 350 с.
7. Львовско-Волинский каменноугольный бассейн. Геолого-промышленный очерк // Струев М.И., Исаков В.И., Шпакова В.Б. и др. – Киев: Наук. думка, 1984. – 272 с.
8. Mott R.A. The origin and composition of coals // Fuel in sciense and practice. – 1943.- Vol. XXII - № 1.
9. Patteisky K. Die Geologie derin Kohlengebirge auftretenden Gase // Gluckauf. – 1926.- № 49.
10. Симоненко В.Ф., Соколов В.Л. Моделирование природных процессов газообразования // Нефтегазовая геология и геофизика. 1972. № 1.- С. 33-35.
11. Узюк В.І., Бик С.І., Ільчишин А.В. Газогенераційний потенціал кам'яновугільних басейнів України // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001.- № 2.- С. 110-121.
12. Узюк В., Сокоренко С., Шайнога І., Костик І. Газогенераційний потенціал промислових вугільних пластів Тяглівського кам'яновугільного родовища Львівсько-Волинського басейну // Природа Західного Полісся та прилеглих територій. Збірник наукових праць № 3 .- Луцьк: “Вежа”, 2006. – С. 3-15.
13. Узюк В.І., Сокоренко С.С., Костик І.О., Шайнога І.В. Метаногенераційний потенціал вугільних пластів і прошарків вугілля Любельського родовища кам'яного вугілля Львівсько-Волинського басейну // Геотехническая механика. Вып. 80. Днепропетровск, 2008. – С. 56-66.
14. Успенский В.А. Опыт материального баланса процессов, происходящих при метаморфизме угольных пластов // Известия АН СССР. Сер. геол.- 1954.- № 6.- С. 94-101.