

Петро ЯВНИЙ, Іван КНИШ, Ірина БУЧИНСЬКА, Святослав БИК

**ПРОГНОЗ ГАЗОНОСНОСТІ ВУГІЛЬНИХ ПЛАСТІВ
ТЯГЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА
ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ**

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів,
e-mail: igggk@mail.lviv.ua

На прикладі вивчення вугільних пластів спрогнозовано газонасність Тяглівського родовища. Побудовано цифрові карти, які показують реальну картину газонасності основних робочих вугільних пластів, що розширить можливості вирішення завдань наукових та гірничо-видобувних організацій, які стосуються вивчення газонасності Львівсько-Волинського басейну загалом. Вірогідні запаси вуглеводневих газів цього родовища становлять понад 7,5 млрд м³. На основі встановлених регресивних рівнянь залежності між газонасністю (об'ємом газу) та глибиною залягання вугільного пласта з допустимою похибкою можна підрахувати його прогнозну газонасність без визначення її прямими методами.

Ключові слова: Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн, Тяглівське родовище, вугільний пласт, карти газонасності, метан.

У вугленосній товщі вугільних родовищ Львівсько-Волинського басейну зосереджені значні ресурси горючих газів (переважно метан і в меншій кількості його гомологи). Незначні запаси вуглеводневих газів в Україні спонукають до розробки програм добування та використання метану з вугільних пластів та вмисних порід. Водночас шахтний метан є небезпечним під час вугледобувних робіт у шахтах і є одним з основних забруднювачів навколишнього середовища. Досвід багатьох країн свідчить про те, що метан слід розглядати як альтернативний енергоносіє, співмірний природному газу. Крім того, відомо, що він суттєво впливає на товщину озонового шару Землі і створює значно більший тепловий ефект, ніж така сама кількість діоксиду вуглецю. Тільки з шахт України в атмосферу щорічно потрапляє 3–3,5 млрд м³ метану, а з шахт світу – 80–100 млрд м³ (Іванців і ін., 2000).

У Львівсько-Волинському басейні найбільш газонасним є Тяглівське родовище, розташоване в північно-східній частині Південно-Західного вугленосного району (рис. 1). Далі на схід, в істотно карбонатних відкладах ранньодевонського віку розташоване Великомоствівське газове родовище.

Тяглівське вугільне родовище простягається з північного заходу на південний схід на 20 км за ширини 8 км. Воно поділене на три шахтні поля. На полі шахти “Тяглівська” № 1 проведено детальну розвідку, запаси затверджені ДКЗ СРСР (1986 р.) і передані для освоєння ДП “Львіввугілля”. На полях шахт № 2, 3 (ділянка Тяглів-Південна) проведено попередню розвідку і розроблено ТЕО для детальної розвідки.

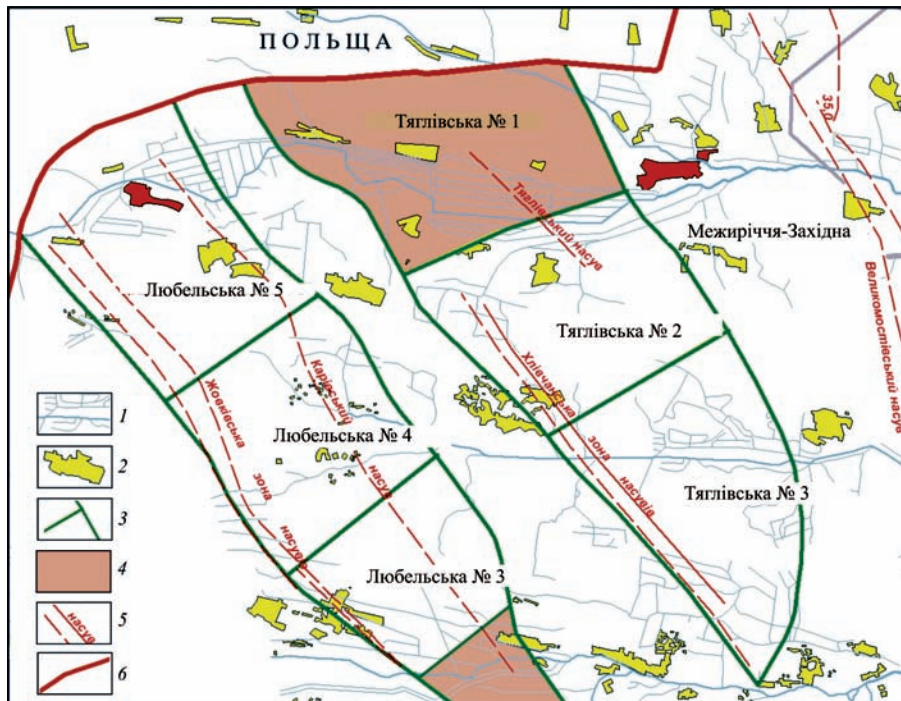


Рис. 1. Оглядова карта Південно-Західного вугленосного району (масштаб 1 : 200 000): 1 – річкова мережа; 2 – населені пункти; 3 – межі шахтних полів; 4 – шахтні поля з детальною розвідкою; 5 – тектонічні порушення; 6 – державний кордон України.

Природну газонасність вугільних пластів Тялівського родовища за невеликою кількістю газових аналізів уперше схарактеризовано в геолого-промисловому нарисі (Львовско-Волынский..., 1984). Детальніше питання метанонасності цього родовища висвітлене в тематичних дослідженнях Південно-Західного вугленосного району (Газонасность..., 1991; Встановлення..., 1993). У праці (Аналіз..., 2000) підкреслено доцільність проведення дослідно-промислових робіт з метою видобутку метану зі свердловин родовища.

Мета дослідження – узагальнити геологорозвідувальні і тематичні роботи та побудувати карти газонасності вугільних пластів, вмісту метану у вугленосних відкладах Тялівського родовища, встановити закономірності його газонасності. Усе це може бути використане при постановці робіт з видобутку метану з родовища.

Тялівське родовище представлено утвореннями девонського, кам'яновугільного, юрського і крейдяного періодів.

Відклади девонського періоду розкриті структурно-пошуковими свердловинами тресту “Львівнафтогазрозвідка”. Нижньодевонський відділ складений теригенними утвореннями з великою кількістю карбонатних порід, ейфельський і живецький яруси – в основному карбонатними породами з теригенними різновидами. У нижній частині франського ярусу залягають доломіти з прошарками вапняків, пісковиків, аргілітів, мергелів, у верхній частині – доломітизовані вапняки і доломіти. Нижня частина фаменського ярусу складена органогенно-уламковими і перекристалізованими грудкуватими вапняками, а верхня частина – пісковиками, алевролітами, доломітами (Львовско-Волынский..., 1984).

Кам'яновугільні відклади вугленосної формації турнейського, візейського, серпуховського і башкирського ярусів мають ритмічну будову з чергуванням

порід від морських до континентальних. Переважають перехідні різновиди – пісковики, алевроліти, аргіліти, рідше вапняки й окремі прошарки вугілля.

Породи візейського ярусу кам'яновугільних відкладів складені теригенно-карбонатною товщею (274 м), у якій виявлено до 30 вугільних пластів та прошарків, нестійких за товщиною і площею поширення.

Серпуховський ярус у нижній частині представлений переважно теригенно-карбонатною товщею, його верхня частина в основному теригенна з малопотужними вапняками $N_1 - N_7$ і має найбільшу промислову вугленосність. Виявлено 7 вугільних пластів робочої потужності, поширених в усьому Львівсько-Волинському басейні. Товщина відкладів серпуховського ярусу на родовищі – 626 м.

Башкирський ярус середнього карбону майже повністю утворений теригенними породами (товщина – 194 м). У ярусі виділяють до 20 вугільних пластів та прошарків. Найбільш витриманими є пласти b_1 , b_3 і b_4 .

Палеозойські відклади повсюдно зі стратиграфічним і кутовим неузгодженням перекриті потужною товщею мезокайнозойських порід, представлених строкатими теригенними осадами середньої юри, морськими теригенно-карбонатними відкладами верхньої юри, карбонатною формацією верхньої крейди і четвертинними відкладами.

Тяглівське вугільне родовище приурочене до однойменної синкліналі, вісь якої зміщена в бік західного крила і має північно-західне простягання з пологим зануренням $1-2^\circ$. Кут падіння на крилах складки – $4-9^\circ$. На родовищі виявлені диз'юнктивні порушення, найбільшими з яких є Тяглівський скид, скиди 1, 2, 4, насуви 9–12. Крім того, достатньо поширена система мікроамплітудних тектонічних порушень.

Переважає більшість вугільних пластів Тяглівського родовища залягає в метановій зоні, тільки пласти b_4 і b_1 на схилах синкліналі – в азотно-метановій зоні (Кравцов, Лидин, 1980). В азотно-метановій зоні вміст метану – від 0,5 до 40,0 % об. Кількість азоту змінюється від 40,0 до 97,0 % об., а діоксиду вуглецю – від 0,6 до 1,0 % об. Із тяжких вуглеводнів присутній лише етан – у сотих частках % об., вміст водню не перевищує 1,0 % об. У метановій зоні вміст метану коливається в межах 60–80 % об. і максимально становить 99,7 % об. Інколи в газовій суміші є етан (0,05 % об.), пропан та бутан – у незначній кількості. Вміст діоксиду вуглецю змінюється в межах 2,5–6,0 % об. Кількість водню становить 0,12–1,8 % об. У поодиноких пробах виявлений гелій (не більше ніж 0,5 % об.).

Природна газоносність вугільних пластів Тяглівського родовища змінюється в широких межах – від 2,1 до 31 м³/т с. б. м. (м³/т сухої беззольної маси) (таблиця).

Нами побудовані карти газоносності вугільних пластів b_4 , n_9 , n_8^B , n_8 , n_7^B та n_7^1 шахтного поля Тяглів № 1 та b_4 і n_7^B ділянки Тяглів-Південна (масштаб 1 : 25 000). На ці карти одночасно наносилися дані про тектонічну будову району, розмиви вугільних пластів, ізолінії глибин їхнього залягання та вмісту метану, що дало змогу проаналізувати закономірності змін газоносності по кожному з пластів.

Створення цифрових картографічних моделей геологічного середовища – складний виробничий процес. Для побудови карт газоносності вугільних пластів автори використали геоінформаційні технології фірми Mapinfo Corporation США – систему картографування Mapinfo Professional (версія 6.5), що

Природна газонасність та вміст метану в газовій суміші вугільних пластів Тяглівського родовища

Пласт	Природна газонасність, м ³ /т с. б. м.	Вміст метану в газовій суміші, % об.
<i>b</i> ₄	2,1–10,4	37,9–90,9
	5,85	73,65
<i>n</i> ₉	3,7–18,0	59,8–98,6
	11,49	84,91
<i>n</i> _{8^в}	5,2–28,0	55,8–97,2
	14,36	88,47
<i>n</i> ₈	7,9–24,2	65,3–96,8
	15,46	86,38
<i>n</i> _{7^в}	5,9–31,8	61,5–99,0
	17,77	89,68
<i>n</i> _{7¹}	6,9–31,0	64,2–98,0
	17,72	85,64
<i>n</i> ₇	10,2–31,2	66,9–96,1
	18,32	87,23
<i>v</i> ₆	24,9–31,0	89,6–98,8
	19,84	90,95

дозволило прискорити процес створення, редагування та коректування завдяки таким широким можливостям системи, як перенесення та копіювання графічних даних, простота укладання тематичних карт, наявність засобів географічного аналізу даних, зручна класифікація рядів даних.

Для побудови карт було використано електронну топооснову масштабу 1 : 100 000, що містила координаційну сітку Гауса–Крюгера, гідромережу, населені пункти, транспортну мережу, позначення рельєфу. Робочим матеріалом стали координати розташування свердловин, гіпсоплани вугільних пластів та опрацьована інформація щодо параметрів газонасності вугільних пластів досліджуваної території.

Створені нами карти масштабу 1 : 25 000 – це набір розділеної на незалежні шари картографічно організованої інформації, що зберігається у вигляді окремих таблиць-карт та відомостей, пов'язаних з об'єктами, зображеними на них. Кожна таблиця, що містить графічні об'єкти, зображена як окремий шар у вікні карти, який містить певний її аспект. Такий шар можна розглядати і як окрему карту. У нашому випадку це, до прикладу, тектонічна порушеність порід, відмітки глибини залягання пластів, ізогази, ізолінії метанонасності і т. д. Поділ інформації на відповідні шари спрощує її представлення, з шарами можна працювати як з кожним окремо, так і накладати їх один на одний залежно від того, що ми хочемо відобразити на результуючій карті.

Кожний шар карти є не тільки графічним зображенням певних геологічних об'єктів, але й може розглядатися як окрема база даних, яка має певну структуру і заповнена інформацією. Її можна переглянути, вибравши на карті відповідний графічний елемент. Створена таким чином картографічна база даних може бути відображена різними способами, у тому числі у вигляді високоякісної картографічної продукції, яка дає можливість наглядніше і зручніше проводити просторовий аналіз та оцінювати інформацію з точки зору спеціалістів геоло-

гічної служби. Це ілюструється наведеними картами газоносності вугільних пластів Тяглівського родовища (масштаб 1 : 100 000).

Карти масштабу 1 : 25 000 дають можливість більш точно простежити зміни газоносності як по площі, так і з глибиною. Однак навіть наведені в статті карти дрібнішого масштабу дозволяють проаналізувати основні закономірності розміщення метану у вугільних пластах.

На шахтному полі Тягів № 1 газоносність вугільного пласта b_4 змінюється від 2,0 до 10,0 м³/т с. б. м. Вміст метану в газовій суміші – від 40 до 90 % об. Найбільша газоносність приурочена до центральної частини синкліналі (рис. 2).

На рис. 3 зображено газоносність та вміст метану в пласті n_9 . Найвища газоносність пласта – по осі синкліналі і в північно-західній частині шахтного поля. Вміст метану перевищує 60 % об.

Газоносність вугільного пласта n_8^B у межах шахтного поля Тягів № 1 змінюється від 5 до 28 м³/т с. б. м. і приурочена до центральної частини осі Тяглівської синкліналі. Вміст метану – від 56 до 97 % об. (рис. 4).

У пласті n_8 газоносність змінюється від 8 до 24 м³/т с. б. м. Кількість метану коливається від 65 до 97 % об. (рис. 5).

Найвища газоносність пласта n_7^B спостерігається в північно-західній та північній частинах шахтного поля і досягає до 31 м³/т с. б. м. Кількість метану зростає до 99 % об. (рис. 6).

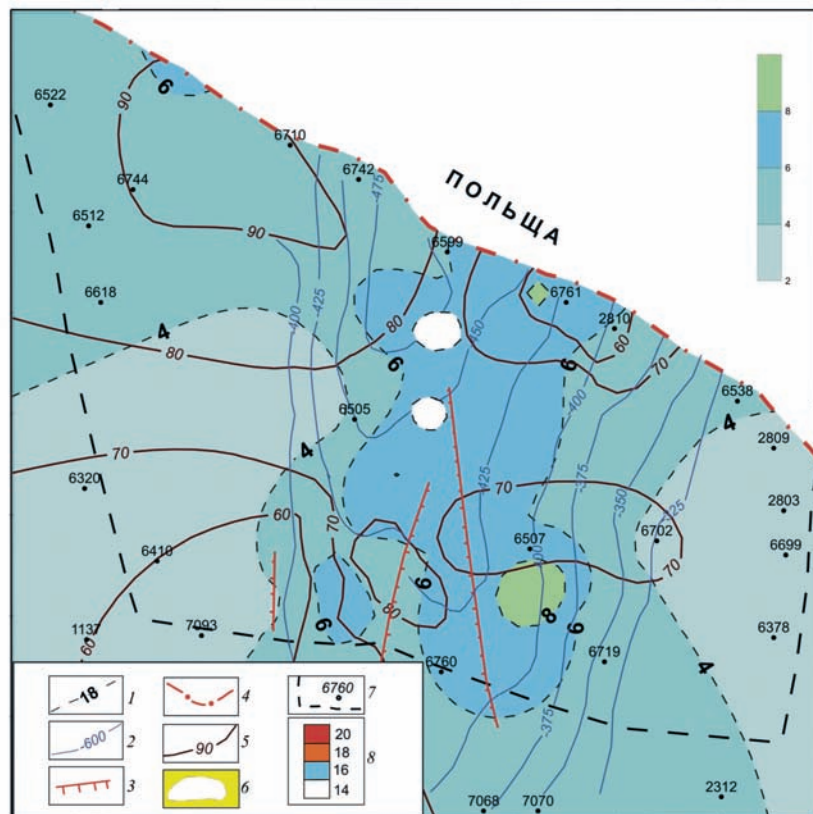


Рис. 2. Газоносність вугільного пласта b_4 на шахтному полі Тягів № 1 (масштаб 1 : 100 000):

1 – ізогази, м³/т с. б. м.; 2 – ізолінії глибини залягання пласта, м; 3 – тектонічні порушення; 4 – державний кордон України; 5 – ізолінії вмісту метану, % об.; 6 – розвив вугільного пласта; 7 – свердловини та границя шахтного поля; 8 – шкала газоносності.

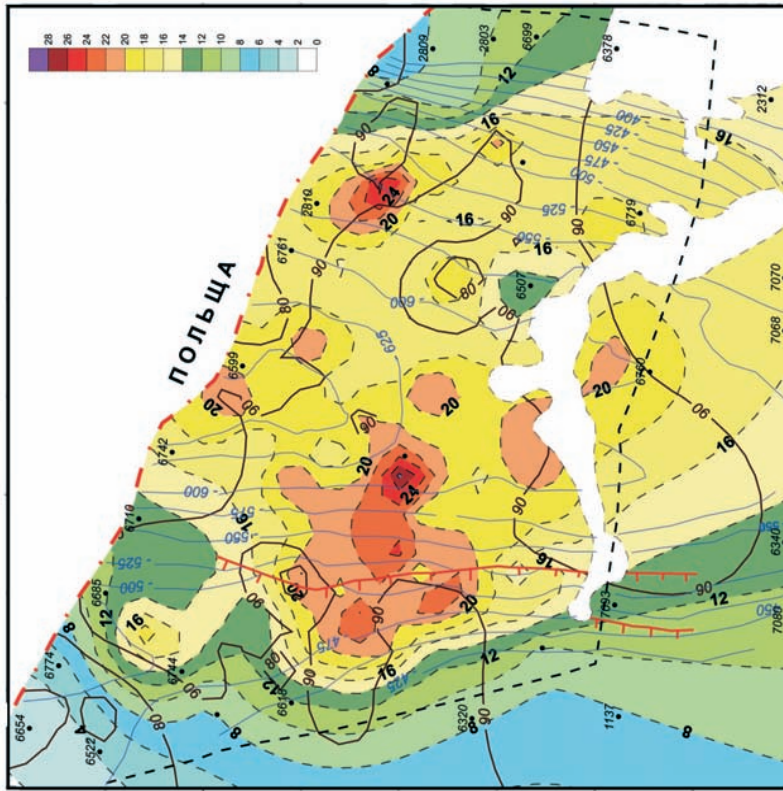


Рис. 6. Газоносність вугільного пласта n_7 на шахтному полі Тягів № 1 (масштаб 1 : 100 000). Умовні позначення див. рис. 2.

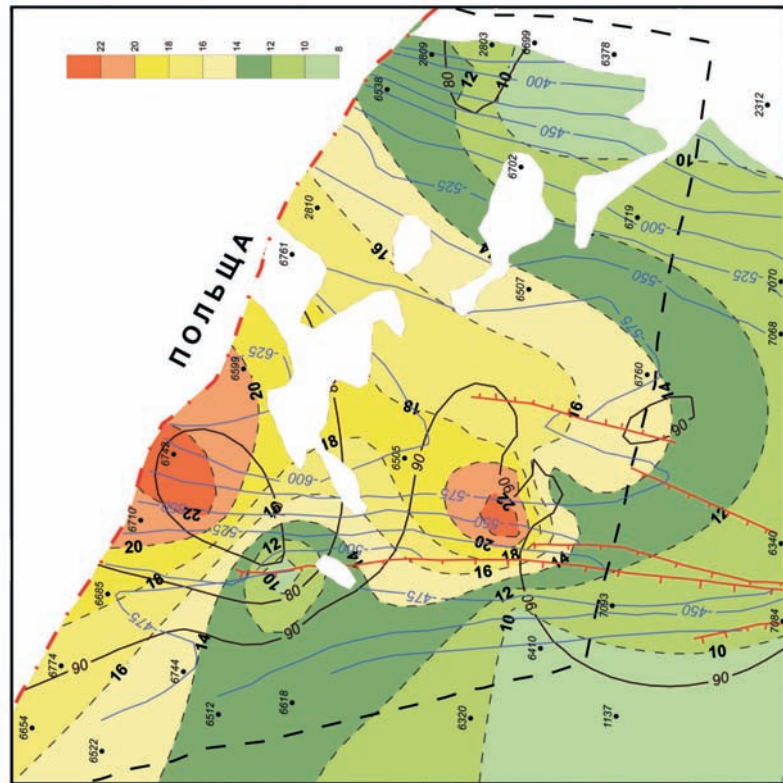


Рис. 5. Газоносність вугільного пласта n_8 на шахтному полі Тягів № 1 (масштаб 1 : 100 000). Умовні позначення див. рис. 2.

У пласті n_7^1 газонасність найвища в центральній і північно-східній частинах шахтного поля Тягів № 1 і досягає $31 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$ Вміст метану в газовій суміші – до 98 % об. (рис. 7).

На рис. 8 наведені статистичні показники газонасності та вмісту метану у вугільних пластах шахтного поля Тягів № 1. Газонасність та вміст метану зростають відповідно з глибиною залягання вугільних пластів.

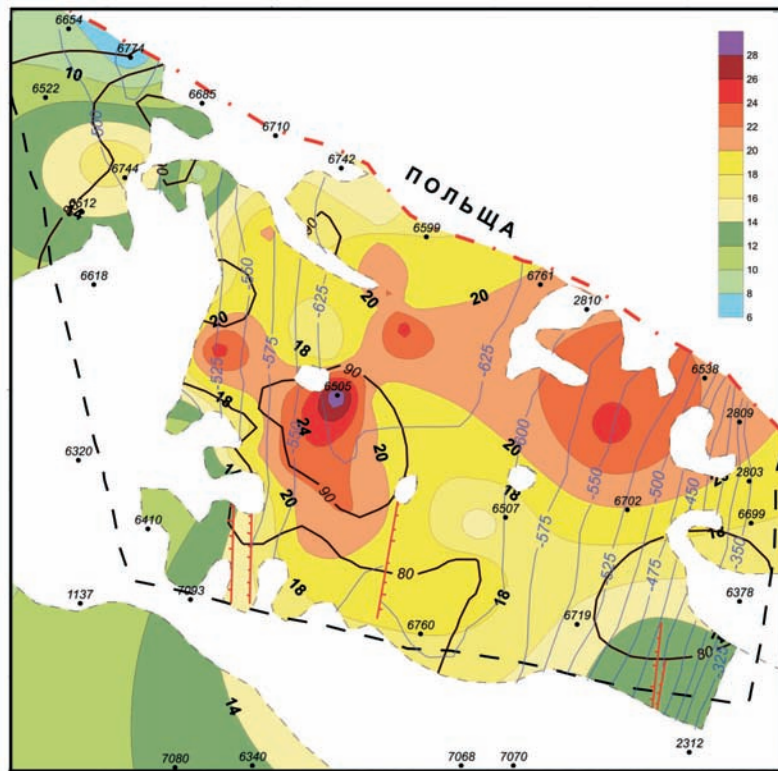


Рис. 7. Газонасність вугільного пласта n_7^1 на шахтному полі Тягів № 1 (масштаб 1:100 000). Умовні позначення див. рис. 2.

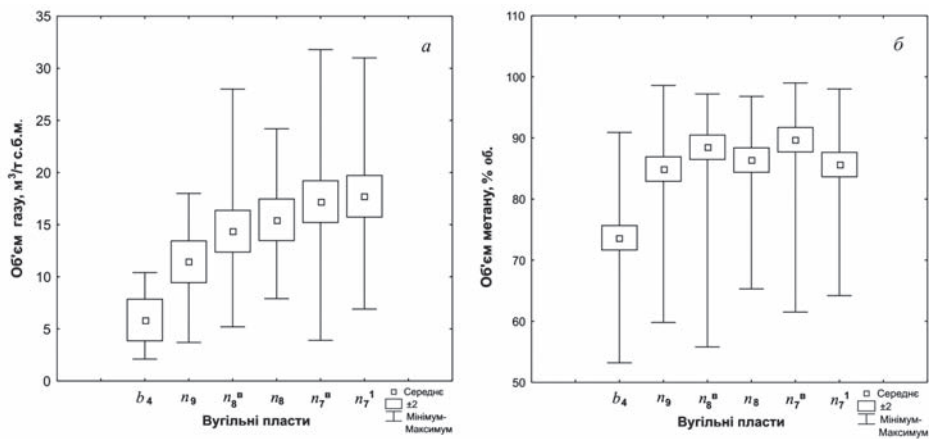


Рис. 8. Статистичні показники газонасності (а) та метанонасності (б) вугільних пластів на шахтному полі Тягів № 1

На ділянці Тяглів-Південна газонасність вугільного пласта b_4 збільшується в північній частині шахтного поля Тяглів № 2 і досягає $12 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$ Вміст метану зростає зі сходу на захід від 50 до 80 % об. На території шахтного поля Тяглів № 3 пласт розмитий (рис. 9).

Газонасність вугільного пласта n_7^B – понад $24 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$ Максимальні значення приурочені до центру Тяглівської синкліналі в межах шахтного поля Тяглів № 2. На Тяглівському полі № 3 газонасність зростає з півдня на північ від 2 до $14 \text{ м}^3/\text{т с. б. м.}$ (рис. 10).

Вміст метану на ділянці Тяглів-Південна зростає з півдня на північ від 50 до 90 % об., а також зі сходу на захід у напрямку тектонічного порушення (Бутинь-Хлівчанське підняття).

Статистичні показники газонасності та вмісту метану вугільних пластів ділянки Тяглів-Південна наведені на рис. 11. Наочно бачимо, що газонасність і вміст метану в основному зростають у міру заглиблення вугільних пластів.

Провівши аналіз даних вугільних пластів Тяглівського родовища (розташування, об'єм газу, вміст метану, товщина пласта, глибина залягання) із використанням статистичних методів (кореляція та факторний аналіз), можемо стверджувати, що на досліджуваній території існує залежність між глибиною залягання вугільного пласта і об'ємом газу.

За результатами кореляційного аналізу в усіх пластах спостерігається залежність між глибиною залягання вугільного пласта і об'ємом газу, що змінюється від значимої (коефіцієнт кореляції $K_K - 0,5-0,7$) до тісної ($K_K - 0,7-0,9$).

Для пластів встановлена така кореляційна залежність: $b_4 - 0,5$; $n_9 - 0,68$; $n_8^B - 0,63$; $n_8 - 0,65$; $n_7^B - 0,64$; $n_7^1 - 0,75$.

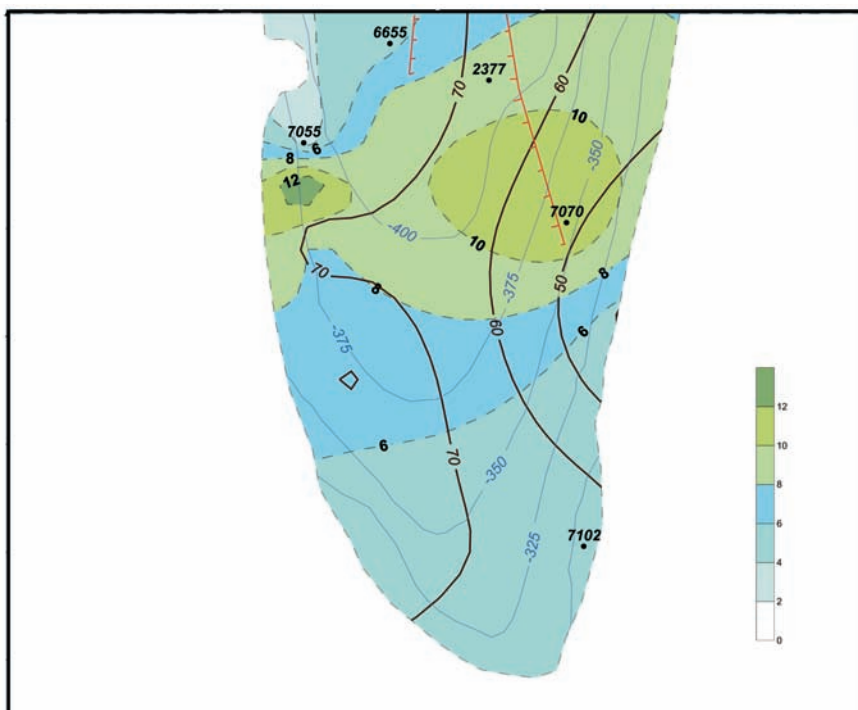


Рис. 9. Газонасність вугільного пласта b_4 на ділянці Тяглів-Південна (масштаб 1 : 100 000). Умовні позначення див. рис. 2.

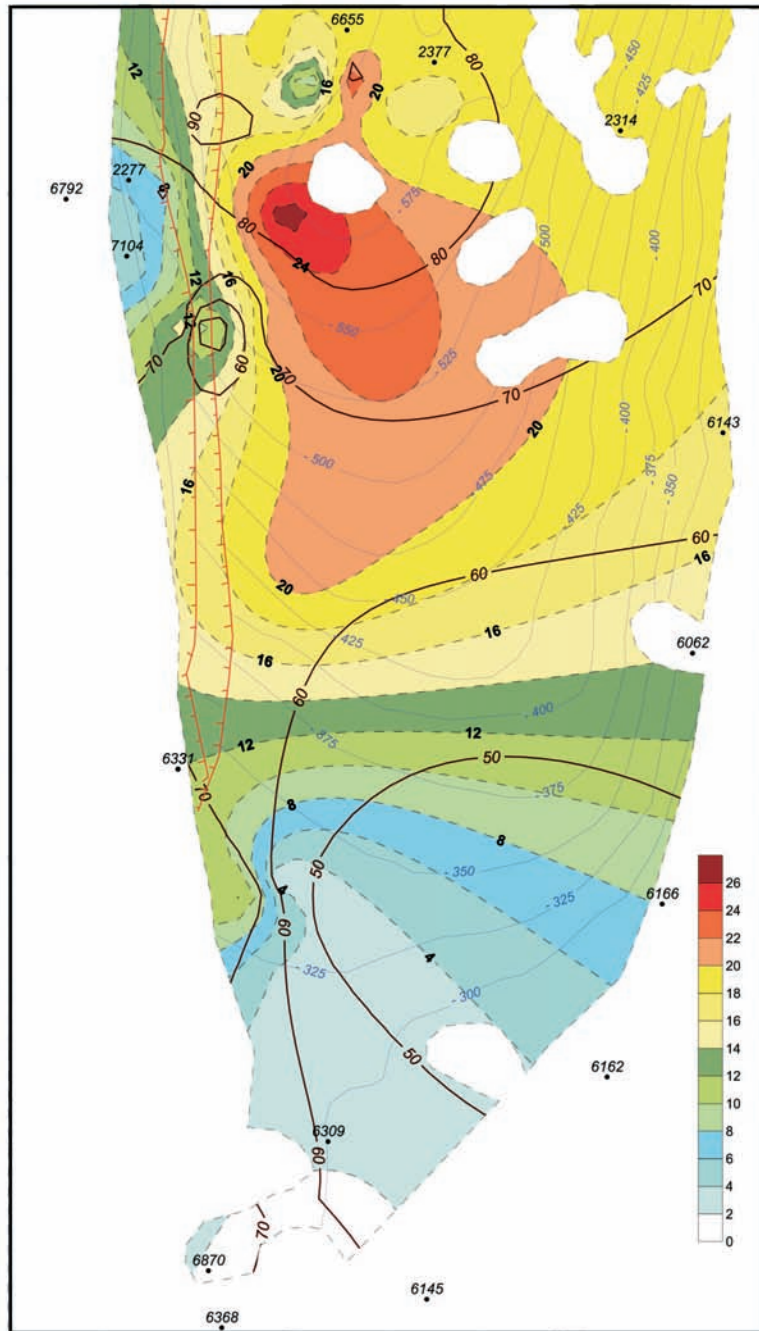


Рис. 10. Газоносність вугільного пласта n_7^B на ділянці Тягів-Південна (масштаб 1 : 100 000). Умовні позначення див. рис. 2.

Для кожного вугільного пласта отримані регресійні рівняння залежності між об'ємом газу та глибиною залягання цього пласта. Отже, для пласта $b_4 - Q = -1,361 - 0,0172 H$; $n_9 - Q = -11,19 - 0,0459 H$; $n_8^B - Q = -11,31 - 0,0509 H$; $n_8 - Q = -6,335 - 0,0417 H$; $n_7^B - Q = -11,287 - 0,0501 H$; $n_7^1 - Q = -14,59 - 0,0554 H$, де Q – об'єм газу ($\text{м}^3/\text{т с. б. м.}$); H – абсолютна відмітка глибини залягання вугільного пласта з від'ємним знаком (м).

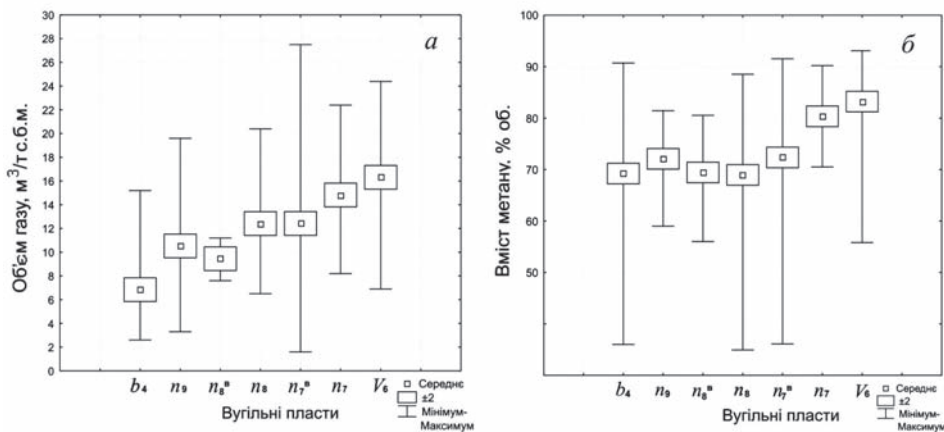


Рис. 11. Статистичні показники газонасності (а) та метанонасності (б) вугільних пластів на ділянці Тяглів-Південна

Прогнозні запаси вуглеводневих газів на Тяглівському родовищі за даними (Газонасність..., 1991; Встановлення..., 1993) обчислені за методикою (Інструкція..., 1977). Підрахунки проводилися по вугільних пластах та пісковиках, відібраних зі стратиграфічних інтервалів b_4Sn_9 , n_9Sn_8 , n_7Sn_0 . Запаси вуглеводневих газів становлять приблизно 7,5 млрд м³. Зазначимо, що використання рівнянь залежності між об'ємом газу та глибиною залягання пласта дасть змогу визначити прогнозні запаси з більшою достовірністю, оскільки будуть враховуватися запаси з неопробуваних ділянок робочих пластів, тонких пропластків, вихід газу на яких буде пораховано за формулами.

Вивчення газонасності на цьому етапі є одним з основних питань при розвідці та експлуатації вугільних родовищ, оскільки дає можливість обґрунтовано проектувати оптимальні технології вуглевидобутку. Результатом роботи є прогноз газонасності Тяглівського родовища. Побудовані цифрові карти, які показують реальну картину газонасності основних робочих вугільних пластів, розширяють можливість вирішення завдань наукових та гірничо-видобувних організацій, що стосуються вивчення газонасності Львівсько-Волинського басейну загалом.

На основі встановлених регресивних рівнянь залежності між газонасністю (об'ємом газу) та глибиною залягання вугільного пласта з допустимою похибкою можна вирахувати його прогнозу газонасність без визначення її прямими методами. Їхнє застосування допоможе прогнозувати газонасність Тяглівського родовища з більшою достовірністю.

Аналіз газонасності та експрес-інформація за результатами робіт початку першого етапу буріння свердловини "А" на Тяглівському родовищі Львівсько-Волинського басейну / Б. Лелик, М. Решко, Є. Гірний і ін. // Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. пр. / Ін-т геотехн. механіки НАН України. – Дніпропетровськ, 2000. – Вип. 17. – С. 119–123.

Встановлення закономірностей зміни гірничо-геологічних умов (викидонебезпечності, газонасності, ударнонебезпечності вугілля і порід Львівсько-Волинського вугільного басейну) / Л. І. Грещак, П. М. Явний, І. В. Збоївець і ін. – Львів, 1993. – Т. 1. – 87 с.; Т. 2. – 44 граф. додатки; Т. 3. – 299 с.

Газонасність и выбросоопасность углей и вмещающих пород Юго-Западного углепромышленного района Львовско-Волынского бассейна / Л. И. Грещак, П. М. Явный, И. В. Зборивец и др. – Львов, 1991. – Т. 1. – 89 с.; Т. 2. – 35 граф. прил.; Т. 3. – 209 с.

Инструкция по безопасному ведению горных работ при разработке пластов, склонных к внезапным выбросам угля, породы и газа. – М.: Недра, 1977. – 159 с.

Иванців О. Є., Лизун С. О., Дудок І. В. Критерії оцінки природної метаносності вугільних родовищ України // Геотехнічна механіка: Міжвід. зб. пр. / Ін-т геотехн. механіки НАН України. – Дніпропетровськ, 2000. – Вип. 17. – С. 83–90.

Кравцов А. И., Лидин Г. Д. Миграция газов и газовая зональность // Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. – М.: Недра, 1980. – С. 56–73.

Львовско-Волынский каменноугольный бассейн. Геолого-промышленный очерк / М. И. Струев, В. И. Исаков, В. Б. Шпаков и др. – Киев: Наук. думка, 1984. – 272 с.

Стаття надійшла
24.02.09

Petro YAVNY, Ivan KNYSH, Iryna BUCHYNSKA, Svyatoslav BYK

PREDICTION OF GAS PRESENCE IN COALBEDS OF THE TYAGLIV FIELD OF THE LVIV-VOLYN BASIN

Considerable resources of combustible gases (methane in the main and its homologues to a lesser extent) are known to occur in the coal-bearing thickness of the coalfields of the Lviv-Volyn basin. Taking into account insignificant reserves of hydrocarbon gases, the development of the extraction and utilization of methane from coalbeds and enclosing rocks of the coal-bearing thickness becomes the matter of current. At the same time, the mine methane creates a threat to safety of coal producing works in mines, and it is one of the main pollutants of the environment. Coalbed methane should be considered as an alternative power source commensurable to the natural gas. Taking studies of the Tyagliv field as an example, it was possible to predict the gas presence in coalbeds. We have compiling numerical maps showing the realistic picture of main working seams which will broaden the possibilities of the solution of scientific and mining organizations. This is of the sections of work on studying gas presence of the Lviv-Volyn basin on the whole. Expected reserves of the coal-bearing thickness of the Tyagliv field of the Lviv-Volyn basin are estimated to be 7.5 bn m³. We have established the dependence equations between the gas presence (gas volume) and a depth of occurrence of the coalbed. On the basis of these regressive equations with admissible error one can calculate the expected gas presence in the coalbed without using direct method. This employment will be effective in predicting gas presence of the coalbeds of the Tyagliv field with certainty.