

<https://doi.org/10.15407/ggcm2026.202.005>

УДК 553.94/98:553.04

Ірина БУЧИНСЬКА

Інститут геології і геохімії горючих копалин НАН України, Львів, Україна,
e-mail: ibuchynska@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-8154-4485>

**ГЕОЛОГІЧНІ КРИТЕРІЇ ОЦІНКИ
ПЕРСПЕКТИВНОСТІ ВИДОБУТКУ МЕТАНУ
ВУГЛЕНОЇ ТОВЩИ ТЯГЛІВСЬКОГО РОДОВИЩА
ЛЬВІВСЬКО-ВОЛИНСЬКОГО БАСЕЙНУ**

Тяглівське родовище найбільш газоносне у Львівсько-Волинському басейні. Розподіл газів характеризується крайньою непостійністю по площі і залежить від тектонічної будови ділянки. Розглянуто газоносність і технологічні особливості вугільних пластів та вуглевмісних пісковиків серпуховського і башкирського ярусів карбону. У межах поля шахти Тяглівська № 1 досліджували вугільні пласти b_4 , n_9 , n_8^B , n_8 , n_7^B , n_7 (бужанська світа середнього карбону) та інтервали вуглевмісних пісковиків, що належать до серпуховського ярусу нижнього карбону ($n_0^6Sn_7$) та башкирського ярусу середнього карбону (n_8Sn_9 , n_9Sb_1 , b_1Sb_4). Наведено схеми газоносності цих об'єктів. Проаналізовано та узагальнено комплекс чинників, що впливають на загальну газоносність (метаноносність) вугленосної товщі. На основі викладеного матеріалу оцінено перспективність площі поля шахти Тяглівська № 1 з урахуванням у вугленосній товщі вільного та сорбованого газу. За всіма запропонованими геологічними критеріями вугленосна товща поля шахти Тяглівська № 1 може бути перспективною для видобутку метану. З огляду на геолого-пошукову характеристику можна говорити про реальні перспективи самостійного видобутку метану.

Ключові слова: Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн, Тяглівське родовище, вугільний пласт, вуглевмісна товща, газоносність, критерії.

Вступ. Вагомим чинником подолання кризи в економіці України в період післявоєнної відбудови є належне забезпечення потреб економіки в мінерально-сировинних ресурсах та їхнє ефективне використання. Енергетичною стратегією України (Міністерство енергетики України, 2022) передбачено створення умов для сталого розвитку національної економіки шляхом забезпечення доступу до надійних, стійких і сучасних джерел енергії. Одним із пріоритетів є розвиток нових енергетичних технологій, що базуються на значних запасах кам'яного і бурого вугілля в Україні, та істотне нарощування обсягів використання нетрадиційних та альтернативних джерел

© Ірина Бучинська, 2026

ISSN 0869-0774 (Print), ISSN 2786-8621 (Online). *Геологія і геохімія горючих копалин*.
2026. № 2 (202)

енергії (Закон України «Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року», 2011).

Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ» (2009) спрямований на стимулювання діяльності з геологічного вивчення, видобування та використання газу (метану) вугільних родовищ. Він обґрунтовує один з провідних напрямів державної політики у сфері підвищення рівня безпеки видобутку вугілля та зменшення залежності України від імпортованих енергетичних ресурсів і базується на створенні державою сприятливих умов для здійснення такої діяльності.

Постановка проблеми. При геолого-промисловій оцінці вугільних родовищ їх слід розглядати як комплексні метановугільні, у межах яких вугілля і метан є корисними копалинами. Метан при цьому може оцінюватися як основна та самостійна корисна копалина, а його видобуток здійснюється незалежно від розробки вугільних пластів або як супутня корисна копалина, вилучення якої технологічно необхідне для здійснення безпечного видобутку основної корисної копалини – вугілля (Закон України «Про газ (метан) вугільних родовищ», 2009). Метан вугільних товщ як нетрадиційне джерело вуглеводнів може бути альтернативою виробництву електроенергії шляхом спалювання вугілля та цінною енергетичною і хімічною сировиною, що може успішно використовуватися в енергетиці та хімічній промисловості.

Викиди метану від видобутку вугілля в атмосферу є значною екологічною проблемою. Вони є серйозними забрудниками повітря, сприяють зміні клімату та глобальному потеплінню. Політика Європейського Союзу (ЄС) підтримує процеси щодо поточної трансформації енергетичного сектору (Zięba & Smoliński, 2025). Нове звучання це питання отримало у зв'язку із впровадженням в ЄС енергетичної політики, спрямованої на кліматичну нейтральність, та із зобов'язаннями країн щодо «зеленої угоди», яка вимагає значного скорочення викидів парникових газів, зокрема метану.

Аналіз актуальних досліджень. На загальну газонасність (метанонасність) вугленосної товщі впливає комплекс факторів: складність геолого-тектонічної будови площі; ступінь її вугленосності; ступінь метаморфізму; газоемність, склад та фізико-хімічні властивості вугілля; пористість, сорбційні властивості, щільність, проникність і тріщинуватість вугілля та вмісних порід; глибина залягання вугільних пластів; наявність та потужність покривних відкладів; гідрогеологічні умови; залягання зони метанового вивітрювання.

Згідно з Державною комісією України по запасах корисних копалин (ДКЗ) (2013) геологічною основою для підрахунку запасів шахтного метану у вуглепородних товщах є інформація про розподіл газів у розрізах вугільних родовищ (ділянок), кількісні характеристики метанонасності вугільних пластів та вмісних порід-колекторів, їхня змінність за площею родовища (ділянки) та глибиною.

Загальний сучасний газогенераційний потенціал вугільних родовищ є результатом протилежно спрямованих процесів – метаморфогенного газоутворення і природної міграції газів з глибинних горизонтів до поверхні Землі. Джерелом вуглеводневих газів метаморфогенного походження є концентрована у вугільних пластах і пропластках та розсіяна у вуглевмісних породах

вуглефікована органічна речовина рослинного походження. Газогенераційний потенціал вугільних пластів визначається ємністю вугілля, тобто здатністю насичуватися газами, яка залежить від структури вугілля, ступеня його метаморфізму, температури і тиску. На склад і кількість захороненої в осадових породах органічної речовини (ОР) впливають фаціальні умови нагромадження, пов'язані з палеоландшафтами областей седиментації, що визначається динамікою тектонічних рухів.

Метан у вугіллі переважно перебуває в сорбованому стані. У вугільних пластах, які становлять лише декілька відсотків від вугленосних товщ, у сорбованій формі перебуває майже половина метану та інших вуглеводневих газів. У породах з низьким вмістом ОР основна маса газів присутня у вільній фазі (у порах, кавернах, тріщинах) або в розчиненому вигляді (у пластових та порових водах).

Вугілля завдяки мікропористій та мікротріщинуватій структурі є природним сорбентом. Макропористість вугілля зумовлена його ендо- та екзогенною тріщинуватістю. На основі дослідження тріщинуватості вугілля різних стадій метаморфізму висловили, що максимальна частота ендегенних тріщин спостерігається у вугіллі марок Ж–К–ОС із підвищеним вмістом вітриніту. Тріщинуватість вугілля визначає одну з основних характеристик вугільного пласта – його газопроникність.

Нерівномірний розподіл метаноємності по поширенню вугільного пласта пов'язаний з умовами його формування та постседиментаційними змінами під час вуглефікації. Майбутній вугільний пласт, який перебуває в мілководних озерно-болотних і прибережно-морських умовах, зазнає різноманітних екзогенних впливів. Для випереджувального видобутку метану з технологіко-економічної точки зору оптимальними вважаються пласти низько-середнього і середнього ступеня метаморфізму (в основному групи 2Г–4Ж) з глибиною залягання 500–1000 м (Михайлов, 2013).

Основні параметри, що характеризують колекторські властивості порід, – це пористість, проникність і характер насичення. Найпродуктивнішими серед вмісних порід вважаються середні і нижні пачки потужних алювіально-дельтових пісковиків.

Прогнозування природної газоносності вугілля значною мірою базується на вивченні ступеня метаморфізму. Зональність метаморфізму вугілля (положення меж груп метаморфізму) сформувалася до початку інверсії. Сукупний вплив тектонічних порушень на метаноносність зумовлює певну мозаїчність її розподілу по площі басейну і у вертикальному розрізі. Врахування режиму тектонічних напруг є однією з визначальних особливостей будови вугленосної товщі. Для Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну (ЛВБ) це значна кількість інтенсивних насувних та розломних процесів. Тектонічні напруги впливають на значення критичних тисків десорбції та, відповідно, оптимальні глибини видобутку метану.

Сучасна природна метаноносність є залишковою. Однією з пошукових проблем вугільного метану є встановлення оптимальних глибин залягання вугільного пласта. На малих глибинах запаси метану у вугільних пластах незначні і є багато водоносних горизонтів, що створює проблему для вилучення метану через необхідність відкачування великої кількості води. На великих

глибинах запаси газу мають промислове значення, але існує інша проблема, пов'язана з проникністю вугільного пласта.

Дослідження закономірностей змін компонентного складу газів вугільних родовищ дало змогу встановити газову зональність вуглевмісної товщі (табл. 1). Газові зони по вертикалі поступово змінюють одна одну. Кожна газова зона характеризується певним співвідношенням основних газових компонентів – метану, азоту та вуглекислого газу.

Однією з пошукових проблем вугільного метану є також встановлення оптимальних глибин залягання вугільного пласта, придатного для видобутку метану. Вона визначається верхньою та нижньою межами метанової зони, які визначаються величиною метанонасиченості пласта.

Отже, для встановлення перспективності площ для промислового видобутку метану із вугільних пластів необхідним є врахування усіх геологічних факторів, що впливають на поширення і розподіл вугільних газів.

Мета: оцінка перспективності видобутку метану вугленосної товщі Тяглівського родовища (поле шахти Тяглівська № 1) ЛВБ відповідно до геологічних критеріїв.

Об'єкт досліджень: вугленосна товща поля шахти Тяглівська № 1 Південно-Західного вугленосного району ЛВБ. Виокремлення невеликої за площею ділянки сприятиме пошаровому дослідженню її загальної газоносності, враховуючи вугільні пласти і породні прошарки. Це дозволить дати пошукову оцінку перспектив видобутку метановмісного газу відповідно до геологічних критеріїв.

Виклад основного матеріалу. Львівсько-Волинський кам'яновугільний басейн посідає важливе місце в економіці України. В умовах воєнного часу і післявоєнної відбудови економіки необхідним є новий підхід до вуглевидобувного комплексу ЛВБ – як до рівноправного та сильного гравця на вугільному ринку України (Бучинська & Матрофайло, 2021).

Тяглівське родовище належить до Південно-Західного вугленосного району ЛВБ, з яким пов'язують перспективи нарощування мінерально-сировинної бази, зокрема будівництво та експлуатацію гірничовидобувних комплексів.

Тяглівське родовище кам'яного вугілля (рис. 1) приурочене до однойменної синкліналі, вісь якої зміщена від західного крила і має північно-західне простягання з пологим зануренням (1–2°). Падіння порід в осьовій частині структури не перевищує 1–2°, на крилах змінюється від 4–5° на заході

Т а б л и ц я 1. Газова зональність вугільних родовищ (за (Кравцов, 1980))

Газова зона (зверху вниз)		Характеристика газових зон	Вміст окремих газових компонентів, %		
			CH ₄	N ₂	CO ₂
Газового вивітрю- вання	Азотно-вуглекисла	Повітряно-хімічна	0	20	80
	Вуглекисло-азотна	«	Сліди	80	20
	Метано-азотна	Повітряно-метаморфічна	20	80	Сліди
	Азотно-метанова	«	<80	>20	«
	Метанова	«	>80	<20	«

Техніко-економічне обґрунтування (ТЕО), яке виконав «УкрНДІпроект» у 1981 р., поділило Тяглівське родовище на три шахтні поля: Тяглівські № 1, 2, 3. На полі шахти Тяглівська № 1 проведено детальну розвідку, запаси вугілля затверджені ДКЗ СРСР у 1986 р. (протокол № 1082 від 28.11.1986 р.), і об'єкт у 1987 р. передано Мінвуглепрому України для промислового освоєння першої черги із введенням в експлуатацію у 2004 р. На полях Тяглівські № 2 і 3 в 1994 р. завершено попередню розвідку та складено ТЕО доцільності проведення детальної розвідки (Костик та ін., 2021).

У стратиграфічному розрізі родовища виокремлюються верхньодевонські карбонатні відклади, кам'яновугільні відклади і перекриваючі їх теригенні юрські, карбонатні верхньокрейдові, а також четвертинні відклади. Девонські утворення представлені кавернозними вапняками і червоно-бурими пісковиками франського і фаменського ярусів. Відклади кам'яновугільної системи належать до турнейського, візейського, серпуховського і башкирського ярусів. На Тяглівському родовищі відклади хорівської світи турнейського ярусу відсутні. Вугленосна теригенно-карбонатна товща складена пісковиками, алевролітами, аргілітами, вапняками і пластами вугілля.

Тяглівське родовище найбільш газоносне у ЛВБ. При дослідженні газоносності встановлено, що гази вугільних пластів містять від 80 до 96 % об. метану. Метаносність дещо відрізняється в східному і західному крилах Тяглівської синкліналі. Східне крило є більш метаносним. Це пояснюється близьким розташуванням Великомоствівського газового родовища (Бучинська та ін., 2023).

Розподіл газів характеризується крайньою непостійністю по площі і залежить від тектонічної будови конкретної ділянки. У статті розглянуто газоносність і технологічні особливості вугільних пластів та вуглевмісних пісковиків серпуховського і башкирського ярусів карбону.

У межах поля шахти Тяглівська № 1 досліджували пласти b_4 , n_9 , n_8^B , n_8 , n_7^B , n_7 (бужанська світа середнього карбону). Глибина залягання продуктивних кам'яновугільних відкладів коливається від 528 до 1050 м. Товщина вугільних пластів на цій ділянці коливається в межах від 0,7 до 1,4 м. Вугілля газове і жирне з показниками відбивної здатності від 0,6 до 1,1 %. Доведено, що газове вугілля придатне для коксування.

Основним компонентом у складі природних газів вугленосної товщі Тяглівського родовища є метан, і його вміст зростає зі стратиграфічною глибиною (табл. 2).

На рис. 2 наведено карто-схеми вугільних пластів на шахтному полі Тяглівська № 1. Газоносність вугільного пласта b_4 змінюється від 2,1 до 10,4 м³/т с.б.м. Вміст метану в газовій суміші – від 37,9 до 89,9 % об., за середнього значення 73,65 % об. Максимальна газоносність приурочена до центральної частини синкліналі. Пласт b_4 належить до азотно-метанової зони. Кількість азоту, який домінує тут, змінюється в широких межах – від 46,5 до 97,8 %, а вуглекислого газу – від 0,60 до 0,94 %. З тяжких вуглеводнів зрідка присутній етан (у сотих частках %), кількість водню незначна (<1 %) (Бучинська та ін., 2023). Інші пласти, що досліджувалися, належать до метанової зони. Для пласта n_9 найвища газоносність фіксується по осі синкліналі і в північно-західній частині шахтного поля. Газоносність змінюється в межах

Т а б л и ц я 2. Природна газонасність та вміст метану в газовій суміші вугільних пластів Тягівського родовища (Явний та ін., 2009)

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

3,7–18,0 м³/т с. б. м., за середнього значення 11,49 м³/т с. б. м. Вміст метану в газовій суміші 59,8–98,6 % об., за середнього значення 84,91 % об. Пласт *n*₈^B у межах шахтного поля Тягівська № 1 значно розмитий. На схемах видно наявність русла палеоріки. Газонасність вугільного пласта *n*₈^B змінюється від 5,2 до 28 м³/т с. б. м. (середнє значення 11,4 м³/т с. б. м.). Максимальні значення приурочені до центральної частини осі Тягівської синклінали та палеорозмиву. Вміст метану змінюється від 55,8 до 97,2 % об. (за середнього значення 88,47 % об.). У пласті *n*₈ газонасність змінюється від 7,9 до 24,2 м³/т с. б. м. Кількість метану коливається від 65,3 до 96,8 % об. (за середнього значення 86,38 % об.). Найвища газонасність пласта *n*₇^B спостерігається в північно-західній та північній частинах шахтного поля і досягає 31,8 м³/т с. б. м. Кількість метану зростає до 99 % об. (за середнього значення 89,68 % об.). У пласті *n*₇¹ газонасність найвища в центральній і північно-східній частинах шахтного поля Тягівська № 1 і досягає 31 м³/т с. б. м. Вміст метану в газовій суміші досягає 96 % об. У газовій суміші метанової зони спорадично трапляються етан (0,05 % об.), пропан та бутан у незначній кількості. Вміст діоксиду вуглецю змінюється в межах 2,5–6,0 % об. У незначній кількості знайдено водень (0,12–1,8 % об.). У поодиноких пробах у газовій суміші наявний гелій, вміст якого не перевищує 0,5 % (Явний та ін., 2009).

Положення верхньої границі метанової зони визначається поширенням і потужністю юрських і крейдових відкладів, які слугують газотривом (екраном).

Дослідження пісковиків поля шахти Тягівська № 1, що належать до серпуховського ярусу нижнього карбону (*n*₀⁶*Sn*₇) та башкирського ярусу середнього карбону (*n*₈*Sn*₉, *n*₉*Sb*₁, *b*₁*Sb*), показали, що пісковики мають хороші колекторські властивості, незначну кількість глинистого і карбонатного матеріалу. Породи вугленосної товщі представлені пористо-тріщинуватими

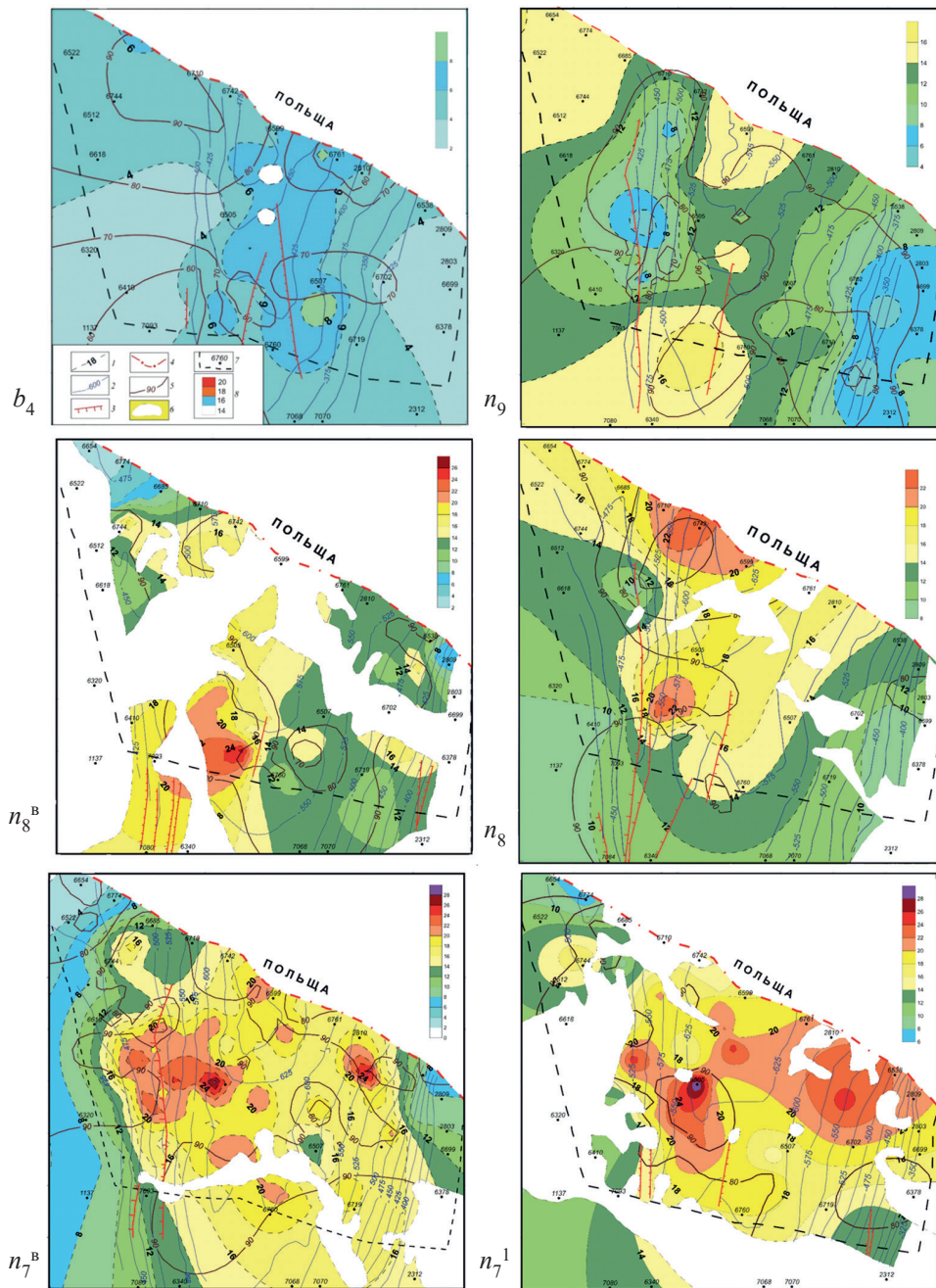


Рис. 2. Карто-схеми газонасності вугільних пластів бужанської світи шахтного поля Тяглівська № 1 (Явний та ін., 2009):
 1 – ізогази, m^3/t с. б. м.; 2 – ізолінії глибини залягання пласта, м; 3 – тектонічні порушення; 4 – державний кордон України; 5 – ізолінії вмісту метану, % об.; 6 – розмив вугільного пласта; 7 – свердловини та границя шахтного поля; 8 – шкала газонасності

та сорбційними резервуарами. Основними резервуарами вільного газу є пісковики, які за газопроникністю належать до слабо- та поганопроникних (Матрофайло та ін., 2024). Згідно з класифікацією порід-колекторів, піщані породи басейну можна поділити на дві групи колекторів: П – нерівномірно (у порах)

проникні; IV – змішані (пористі та тріщинуваті). За значенням газопроникності, що є важливим критерієм для встановлення колекторських властивостей вмісних порід, ці пісковики належать до класу слабо- (0,001–0,01 Д) та поганопроникних (<0,001 Д) колекторів. У чисельному відношенні значення проникності для більшості пісковиків Тяглівського родовища незалежно від глибини і фаціальної приналежності не перевищує 0,01 мД.

Спостерігається зменшення кількості вільного газу з глибиною. Це пов'язано з погіршенням колекторських властивостей порід, що зумовлено ступенем їхніх постседиментаційних змін, структурно-тектонічними і гідрогеологічними умовами залягання. Загалом можна констатувати, що для окремих стратиграфічних проміжків газонасиченість є достатньо високою ($n_9Sb_1 - 0,3-12,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $n_8Sn_9 - 0,4-8,3 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $n_0^6Sn_7 - 0,3-5,6 \text{ м}^3/\text{м}^3$) (табл. 3).

На основі отриманих та систематизованих даних побудовано схеми газонасиченості по пісковиках n_9Sb_1 , n_8Sn_9 , $n_0^6Sn_7$ Тяглівського родовища (рис. 3).

Колоподібні структури з підвищеними значеннями характерні для всіх стратиграфічних інтервалів пісковиків, що досліджувалися. Однією з можливостей утворення ділянок аномально газонасичених порід є нерівномірна дегазація пісковиків, спричинена ускладненнями моноклінальних схилів пологими куполоподібними антиклінальними підняттями, що утворюють своєрідні газозбірники. Локальна антиклінальна структура ускладнює полого крило синкліналі і слугує пасткою метану (Лукінов & Безручко, 2010).

У районах розвитку низькометаморфізованого вугілля пласти пісковиків мають хороші колекторські властивості. Вони значною мірою насичені водою. Зона активного водообміну, розташована значно глибше, ніж вугільні пласти, має пониженою газопроникністю і залягає серед газонепроникних аргілітів і алевролітів.

Грунтуючись на метанонасиченості вугілля основних промислових вугільних пластів з робочою потужністю та пісковиків, які залягають між вугільними пластами b_4Sn_9 , n_8Sn_9 , $n_7Sn_0^6$, у працях (Матрофайло та ін., 2017; Явний & Бучинська, 2012) наведено оцінку прогнозних запасів вуглеводневих газів Тяглівського родовища Південно-Західного вугленосного району ЛВБ (табл. 4).

Для визначення перспективності ділянок і виокремлення зон, найперспективніших для видобутку метану з вугільних товщ, у праці (Михайлов, 2013) визначені основні критерії оцінки різних типів газових резервуарів: сорбованого газу вугільних пластів; зв'язаного газу, який міститься в мікропорах і тріщинах вмісних порід (сланцевий газ); вільного газу, пов'язаного

Т а б л и ц я 3. Характеристика пісковиків Тяглівського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну певних стратиграфічних інтервалів (Бучинська, 2010)

Пісковики	Пористість, %	Проникність, мД	Газонасиченість, $\text{м}^3/\text{м}^3$
n_9Sb_1	<u>1,0–11,6</u> 5,3	<u>0,01–0,12</u> 0,04	<u>0,3–12,3</u> 3,3
n_8Sn_9	<u>1,6–7,4</u> 3,4	<u>0,01–0,12</u> 0,016	<u>0,4–8,3</u> 2,8
$n_0^6Sn_7$	<u>1,0–9,6</u> 3,1	<u>0,01–0,04</u> 0,014	<u>0,3–5,6</u> 1,8

Т а б л и ц я 5. Оцінка перспективності площі поля шахти Тягівська № 1 для промислового видобутку метану з врахуванням геологічних критеріїв для сорбованого газу вугільних пластів (Михайлов, 2013)

Критерії оцінки	Сорбований газ вугільних пластів	
	За (Михайлов та ін., 2013)	Сорбований газ вугільних пластів поля шахти Тягівська № 1
Ступінь метаморфізму	Вугілля за ступенем метаморфізму: Г, Ж, К, ОС, П, з Ro 0,6–2,0 %. Найбільш перспективне вугілля з Ro 0,6–1,4 %; менш перспективне – з Ro 1,4–2,0 %	Вугілля за ступенем метаморфізму: Г, Ж, з Ro 0,6–1,1 %
Метаноносність (газоносність)	Газоносність вугілля не менше ніж 7 м ³ /т с. б. м., за умови обов'язкового зростання з глибиною	Середні значення газоносності: $b_4 - 5,85$; $n_9 - 11,49$; $n_8^B - 14,36$; $n_8 - 15,46$; $n_7^B - 17,77$; $n_7^1 - 17,72$; $n_7 - 18,32$ (м ³ /т с. б. м.). Фіксується зростання газоносності з глибиною
Глибина залягання	Глибина залягання пластів вугілля не повинна перевищувати 1600–1800 м, найсприятливіші 500–1200 м	Глибина залягання пластів: $b_4 - 305 \dots - 455$ м; $n_9 - 325 \dots - 580$ м; $n_8^B - 375 \dots - 600$ м; $n_8 - 325 \dots - 625$ м; $n_7^B - 300 \dots - 650$ м; $n_7^1 - 300 \dots - 670$ м
Площа ділянки	Площа ділянки повинна становити від 100–150 до 200 км ² і більше	Площа ділянки поля шахти Тягівська № 1 до 80 км ²
Продуктивні інтервали	Сумарна потужність вугільних пластів у вугленосній товщі (150–200 м) не менш ніж 7 м	Сумарна потужність вугільних пластів у вугленосній товщі (300–350 м) – від 5 до 7,5 м
Індивідуальна потужність пластів	Мінімальна потужність вугільних пластів понад 0,3 м	Потужність вугільних пластів від 0,7 до 1,4 м
Колекторські властивості	Визначальними є крихіткість та тріщинуватість. Ендогенну тріщинуватість і підвищену проникність має вугілля середніх стадій метаморфізму (з відстанню між тріщинами 1–3 мм)	Пористість вугілля 5,0–10,5 %. Ендогенна тріщинуватість вугілля пов'язана з мікрокомпонентами групи вітриніту. Ширина тріщин від 0,01 до 0,03 мм; відстань між ними 0,06–0,60 мм, зрідка – до 1,7 мм
Тектонічні умови	Проста будова, моноклінальне залягання, прості пологі складки з кутами падіння не вище ніж 30–40°	Проста полога синклінальна складка. Падіння порід в осьовій частині структури не перевищує 1–2°, на крилах змінюється від 4–5° на заході до 8–9° на сході
Геодинамічний стан	Умови стиснення або розтягнення	Умови стиснення або розтягнення
Гідрогеологічні умови	Мінералізація пластових вод не повинна перевищувати ГДК	Переважно гідрокарбонатно-хлоридно-натрієві води Мінералізація не перевищує ГДК
Ресурси вуглеводневих газів	Понад 10–15 млрд м ³	Прогнозні запаси приблизно 5 млрд м ³ (див. табл. 4)
Щільність запасів	Понад 150–200 млн м ³ /км ²	Прогнозовано до 72 млн м ³ /км ²

газоносності вугленосної товщі під час пошуків і розвідки вугільних родовищ є встановлення площ та виявлення сприятливих геолого-структурних умов для утворення газових пасток та нагромадження в них вільного метану.

Ми детально розглянули вугленосну товщу поля шахти Тяглівська № 1 Тяглівського газовугільного родовища ЛВБ, проаналізувавши основні геологічні критерії, які визначають газоперспективність площі (Михайлов, 2013). Враховуючи всі ці критерії і геолого-пошукову характеристику вугленосної товщі поля шахти Тяглівська № 1, можна стверджувати, про те, що цей об'єкт є перспективним для видобутку метану, а також про реальні перспективи його самостійного видобутку. Проведення таких робіт із застосуванням інноваційних технологій потребуватиме значних капіталовкладень, але може бути економічно вигідним, особливо в період післявоєнної відбудови економіки. За обсягами вилучення метанових газів газовугільні родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну можуть бути джерелом місцевого і частково промислового газопостачання.

- Бучинська, І. В. (2010). Літологічний склад, колекторські властивості та газоносність пісковиків кам'яновугільного віку Львівсько-Волинського вугільного басейну (поле шахти Тяглівська № 1). *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2(151), 30–35.
- Бучинська, І., & Матрофайло, М. (2021). Перспективи нарощування мінерально-сировинної бази Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. *Гірнична геологія та геоекологія*, 1, 5–23. <https://doi.org/10.59911/mgg.2786-7994.2020.1.234260>
- Бучинська, І. В., Матрофайло, М. М., Побережський, А. В., & Ступка, О. О. (2023). Геологічна характеристика та перспективи освоєння метановугільного Тяглівського родовища Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. У *Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: матеріали Восьмої міжнародної науково-практичної конференції (9–12 жовтня 2023 р., м. Львів)* (с. 325–330). Державна комісія України по запасах корисних копалин.
- Державна комісія України по запасах корисних копалин. (2013). *Методичні вказівки із застосування Класифікації запасів і ресурсів корисних копалин державного фонду надр до підрахунку запасів і оцінки ресурсів пластового газу (метану) вугільних родовищ на ділянках надр, промислова розробка яких не здійснювалась* (Наказ № 569). <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0569339-13#Text>
- Костик, І. О., Бучинська, І. В., & Побережський, А. В. (2021). Класифікація запасів вугілля Тяглівського і Любельського родовищ Південно-Західного вугленосного району Львівсько-Волинського басейну за основними природними показниками. *Геологічний журнал*, 1(374), 53–69. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2021.1.214013>
- Кравцов, А. И. (Ред.). (1980). *Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР: Т. 3. Генезис и закономерности распределения природных газов угольных бассейнов и месторождений СССР*. Москва: Недра.
- Лукінов, В., & Безручко, К. (2010). Умови формування межі колекторів газу в пісковиках локальних антиклінальних структур Донбасу. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(152–153), 5–18.
- Матрофайло, М., Бучинська, І., & Побережський, А. (2017). Розподіл і походження вуглеводневих газів у вугленосних відкладах Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(172–173), 87–105.
- Матрофайло, М. М., Бучинська, І. В., & Побережський, А. В. (2024). Основні геологічні чинники газоносності і видобувний потенціал перспективних ділянок газовугільних родовищ Львівсько-Волинського кам'яновугільного басейну.

- У Наукові аспекти збереження та відновлення природних ресурсів в умовах сучасного розвитку суспільства* (с. 534–559). Рига: Baltija Publishing. <https://doi.org/10.30525/978-9934-26-511-2-21>
- Михайлов, В. А. (Ред.). (2013). *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України: Кн. 7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпакті структури і накладені западини Українського щита*. Київ: Ніка-Центр.
- Міністерство енергетики України. (2022). *Енергетична стратегія України до 2050 р.* <https://www.mev.gov.ua/reforma/enerhetychna-stratehiya>
- Про газ (метан) вугільних родовищ, Закон України № 1392-VI (2009). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/1392-17#Text>
- Про затвердження Загальнодержавної програми розвитку мінерально-сировинної бази України на період до 2030 року, Закон України № 3268-VI (2011). <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/3268-17#Text>
- Явний, П., & Бучинська, І. (2012). Оцінка метаносності вугленосної товщі Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 3–4(160–161), 17–28.
- Явний, П., Книш, І., Бучинська, І., & Бик, С. (2009). Прогноз газосності вугільних пластів Тягівського родовища Львівсько-Волинського басейну. *Геологія і геохімія горючих копалин*, 2(147), 39–50.
- Zięba, M., & Smoliński, A. (2025). Methane emissions from mining in the European Union. *Energies*, 18(4), 791. <https://doi.org/10.3390/en18040791>

Надійшла до редакції: 12.03.2026 р.

Прийнята до друку: 27.03.2026 р.

Опублікована: 29.05.2026 р.

Iryna BUCHYNSKA

Institute of Geology and Geochemistry of Combustible Minerals
of the National Academy of Sciences of Ukraine, Lviv, Ukraine,
e-mail: ibuchynska@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-8154-4485>

ASSESSMENT OF THE PROSPECTS OF METHANE PRODUCTION FROM THE COAL-BEARING SERIES OF THE TYAGLIV DEPOSIT OF THE LVIV-VOLYN BASIN ACCORDING TO GEOLOGICAL CRITERIA

An important factor in overcoming the crisis in the economy of Ukraine during the post-war reconstruction period is the proper provision of the economy's needs in mineral and raw materials resources and their effective use.

In the geological and industrial assessment of coal deposits, they should be considered as complex coalbed methane. Coalbed methane as an unconventional source of hydrocarbons can be an alternative to electricity production by burning coal and a valuable energy and chemical raw material that can be successfully used in the energy and chemical industries.

The complex of factors influencing the total gas content (methane content) of a coalbed is analyzed and summarized: the complexity of the geological and tectonic structure of the territory; the degree of coal bearing capacity; the degree of metamorphism; gas capacity, composition and physicochemical properties of coal; porosity, sorption properties, density, permeability and fracturing of coal and host rocks; depth of coal seams; presence and thickness of overlying sediments; hydrogeological conditions; occurrence of methane weathering zone.

Purpose: assessment of methane production prospects of the coal-bearing stratum of the Tyagliv deposit (mine field Tyagliv No. 1) of the Lviv-Volyn basin according to geological criteria.

The Tyagliv deposit is the most gas-bearing in the Lviv-Volyn basin. The distribution of gases is characterized by extreme instability in area and depends on the tectonic structure. The article considers the gas-bearing and technogenic features of coal seams and Carbonaceous sandstones of the Serpukhovian and Bashkirian Carboniferous stages. Within the Tyagliv No. 1 mine field, coal seams $b_4, n_9, n_8^B, n_8, n_7^B, n_7$ (Buzhanskaya Formation of the Middle Carboniferous) and intervals of Carbonaceous sandstones belonging to the Serpukhovian Lower Carboniferous ($n_0^6Sn_7$) and the Bashkirian Middle Carboniferous ($n_8Sn_9, n_9Sb_1, b_1Sb_4$) were studied. Gas-bearing schemes of these objects are presented. Based on the presented material, an assessment of the prospects of the area of the Tyagliv No. 1 mine field was made, taking free and sorbed gas in coal-bearing strata into account.

According to all the proposed geological criteria, the coal-bearing strata of the mine field Tyagliv No. 1 may be promising for methane production. Taking into account the geological and exploration characteristics, we can speak of real prospects for independent methane production.

Keywords: Lviv-Volyn coal basin, Tyagliv deposit, coal seam, coal-bearing stratum, gas content, criteria.