

А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева

ГЕОЛОГІЧНІ ФАКТОРИ ГАЗОНОСНОСТІ КАМ'ЯНОВУГІЛЬНИХ ВІДКЛАДІВ КАЛЬМІУС-ТОРЕЦЬКОЇ УЛОГОВИНИ

На основани изучения петрографического состава и метаморфизма углей, палеогеографических и палеогеотермических условий их формирования положительно оцениваются перспективы газоносности каменноугольных отложений Кальмиус-Торецкой котловины.

Based on the study and petrographic composition of coal metamorphism, paleogeographic and paleogeotermicheskikh condition of their formation is evaluated positive outlook gas-bearing Carboniferous Kalmius-Toretz Depression.

Вступ. Неухильне зростання об'ємів застосування в якості енергоносія вуглеводневої сировини і загострення проблеми забезпечення України енергетичними ресурсами викликають необхідність розвідки та освоєння нових джерел енергії. В зв'язку з цим розглянуте в статті питання щодо газоносності кам'яновугільних порід Кальміус-Торецької улоговини (КТУ) набуває важливого значення.

В якості об'єкта дослідження вивчалася вугілля середньо- та пізньокарбонового віку південно-західного, південного та північно-східного схилів КТУ з метою з'ясування палеогеографічних і палеогеотермічних умов його формування, а також залежності газоносності вугільних пластів від ряду геологічних факторів, зокрема від глибини їх залягання та ступеня вуглефікації вугільної речовини.

Виклад основного матеріалу. КТУ площею 4,8 тис. км² входить до складу Донецького басейну і розташована в зоні зчленування Дніпровсько-Донецької западини і Складчастого Донбасу. Вона являє собою асиметричну западину північно-західного простягання з довгими пологими південним і південно-західним бортами, більш крутим і коротким північно-східним бортом. Південно-західним бортом є моноклінальний схил Українського щита (УЩ), що обмежується Криворізько-Павловським скидом з пологим падінням порід (3-15°). Південним замиканням улоговини слугує Донецько-Макіївське поперечне підняття, ускладнене плікативними та диз'юнктивними порушеннями. Північно-східним бортом котловини є крутопадаючі крила Головної і Дружківсько-Костянтинівської антикліналей з падінням порід від 40-50° до 60-76° та низка кулісоподібно зчленованих куполів північно-західного простягання [2,7]. Улоговина виповнена т породами кам'яновугільного, пермського, тріасового, юрського, крейдового та кайнозойського віку. Карбонові утворення підстилаються потужною товщею девонських вулканогенно-осадових порід. За даними А.К. Іванова та ін. (1977), потужність вугленосних відкладів Красноармійського і Донецько-Макіївського районів по світах C_2^1 - C_2^7 становить відповідно 1925 і 2580 м, для Центрального району по світах C_2^3 - C_2^7 – 2310 м. У південно-західній та південній частинах КТУ тільки розкрита потужність вугленосних товщ світ C_2^4 - C_3^2 по Очеретинській свердловині К-900 перевищує 2870 м, світ C_2^3 - C_3^1 по Макіївській свердловині Щ-1027 сягає 2491 м [1,12]. Відклади верхнього карбону (C_3) розповсюджені в найбільш зануреній частині КТУ і досягають потужності 1080-2470 м. Вони представлені, як і відклади середнього карбону, аргілітами, алевролітами, пісковиками, вапняками та вугіллям. Загальна потужність кам'яновугільної товщі, за даними УкрНДГРІ (1969), становить 3800-8300 м.

З позиції метаморфогенного походження метану в КТУ є всі умови для скупчення вуглеводневих газів.

© А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева, 2012

Метаморфогенне походження метану потребує позитивної кореляції газоносності та газозбагаченості із ступенем метаморфізму органічної речовини (в даному випадку за вмістом вуглецю). Значення парних коефіцієнтів кореляції для світ $C_2^3-C_2^7$ по південному борту Головної антиклиналі (+0,863) і Донецько-Макіївському району (+0,631) підтверджують залежність газоносності від ступеня метаморфізму вугілля. Пласти, що вивчалися, складені вугіллям від жирного до пісного, для яких характерний найбільш високий потенціал газогенерації та високі сорбційні властивості. Зростання газоносності із ступенем зрілості вугілля підтверджується попередніми дослідженнями [1, 3, 9, 10 та ін.].

Крім того, за даними більшості вчених [10, 14 та ін.], спостерігається залежність газоносності від глибини. Але позитивна кореляція газоносності з глибиною за даними, що аналізувалися, відсутня. На думку А.В. Анциферова з співавторами [1], що досліджували газоносність глибоких горизонтів Донбасу за даними параметричних свердловин, головним фактором газоносності є не сучасна глибина, а метаморфізм. Це особливо яскраво проявляється на прикладі Центрального району із специфічною тектонічною будовою. Вугілля високого ступеня вуглефікації залягає на менших глибинах, ніж вугілля менш метаморфізоване. Наприклад, пісне вугілля шахти «Красный Октябрь» з газоносністю 18,8-25,3 м³/т залягає на глибині 595-598 м, а жирне і коксівне вугілля шахти «Кочегарка» з газоносністю 14,2-17,3 м³/т – на глибині 970 м. Мабуть, ця обставина є основною причиною відсутності кореляції між цими величинами. Нерівномірна дегазація метану в зоні його вивітрювання не може вплинути на кореляційні відношення газоносності з глибиною, оскільки верхня границя метанової зони по шахтах, які ми аналізували, лежить значно вище, ніж максимальна глибина вуглеводобування.

Глибина верхньої поверхні метанової зони коливається в Центральному районі від 100 до 600 м, в Донецько-Макіївському від 80-100 до 500 м, в Красноармійському від 150 до 450 м, в межах КТУ 800-1000 м. Нижня границя метанової зони досягає відмітки 5000 м. На більших глибинах, на думку А.М. Брижаньова (1987), знаходиться зона деметанізації.

А.Я. Радзівіл [16] вважає, що вуглеводні можуть продукувати не тільки концентрована і розсіяна органіка, а й потужні карбонатні відклади довугленосних товщ карбону під дією глибинних флюїдів. Тому поклади вуглеводнів можуть спостерігатися на глибинах, що значно перевищують 5000 м.

В межах КТУ завдяки наявності пластів-колекторів, складених пісковиками, можливі прояви вільних вуглеводневих газів. Пісковики становлять найбільший інтерес як колектори, широко поширені в межах вивченого регіону. За даними роботи [18], пісковики відносяться переважно до континентальних, а також до перехідних від континентальних до морських відкладів. Континентальні пісковики представлені алювіальними фаціями, перехідні – фаціями виносів річок, відкладів барів, пересипів і кос, відкладів приморських озер. О.І. Спіріна [17] пов'язує перспективність Вовчанської котловини на вуглеводні на великих глибинах саме з можливою появою в розрізі карбону лінзоподібних пісковиків.

Для оцінки кількості вільного метану, який може міститися в поровому просторі пісковиків, нами були проведені відповідні розрахунки (табл. 1). Характеристики фізичних властивостей пісковиків по районах (середня об'ємна вага, середня пористість) взято з монографії [10].

Пісковики на глибині 1000-1200 м у межах КТУ можуть в середньому вміщувати метану 3,3 м³/т. Це не суперечить даним роботи [10], за якими в межах південно-західної частини Донбасу, в зоні розвитку вугілля марок Ж-К на глибині 1000-1200 м пісковики з пористістю 8-10% і вологістю менше 1% вміщують до 3 м³/т метану.

За даними А.К. Іванова та ін. (1977), середня абсолютна пористість пісковиків вугленосних світ Центрального району становить 3,8-5,2%, Донецько-Макіївського – 11,7%, Красноармійського – 13,5%. Відкрита пористість пісковиків карбону Донбасу в

зоні розповсюдження марок від Д до Г знижується від 19 до 7,5%, в зоні вугілля Ж-К – від 7,5 до 4,5%, в антрацитах – до 1,4%. Відкрита пористість пісковиків континентальних фацій для районів, що досліджуються, сягає 5-13% (Брижаньов та ін., 1987, 1990). В цілому, для КТУ середні значення пористості і проникності відповідно складають для пород нижнього карбону 9,8% і 14,3 мД, середнього карбону – 8,7% і 10,4 мД, верхнього карбону – 11,0% і 12,5 мД. Покращення колекторських властивостей спостерігається в напрямку від центральної частини КТУ до її південно-західного борту і на північний захід (УкрНДГРІ, 1969). Зокрема, для Центрального району характерна позитивна кореляція газоносності з породами безпосередньої та основної покрівлі (коефіцієнти кореляції відповідно становлять +0,554 і +0,510), яка досить часто складається пісковиками, що відіграють роль вмістилища вільного газу.

Таблиця 1

Вміст метану в пісковиках на різних глибинах

Район	Маса пісковиків, млрд т	Об'єм та вага, т/м ³	Об'єм пісковиків, млрд м ³	Пористість, %	Об'єм порового простору млрд м ³	Вміст метану на глибині при відповідному гідростатичному тиску, м ³ /т			
						800 м	1000 м	1200 м	1500 м
Донецько-Макіївський	2845,0	2,49	1142,6	8,4	95,98	2,70	3,37	4,05	5,06
Красноармійський	2778,3	2,30	1207,9	10,8	130,46	3,76	4,70	5,63	7,04
Південно-Донбаський	982,1	2,46	399,2	6,9	27,55	2,24	2,80	3,36	4,21
Центральний	822,7	2,51	327,8	3,0	9,84	0,96	1,20	1,44	1,79
Всього	7428,1	–	–	–	–	–	–	–	–

Зменшення гранулярної пористості порід з глибиною компенсується тріщинуватістю в зонах розвитку вугілля від жирного до слабо метаморфізованих антрацитів до глибини 1000-1200 м. Густота тріщинуватості ущільнених колекторів в цій зоні найвища. Зони розущільнених порід простежуються на крилах і південно-східному замиканні КТУ (Брижаньов та ін., 1987, 1990).

Утворенню скупчень вуглеводнів сприяє наявність на території улоговини брахіантикліналей та куполів. Це низка антиклінальних структур, в тому числі Вовчанської, в Красноармійському районі. Збереженню газових скупчень сприяє також полого залягання пластів при наявності газонепроникних товщ (Красноармійський, Донецько-Макіївський райони). Локальні скупчення газу можливі в зонах перегинів флексурних складок, наприклад, Вітківської структури в Донецько-Макіївському районі.

Велику роль в збереженні метану або його дегазації відіграють розривні порушення. За даними А.М. Брижаньова [4], скиди конседиментаційного закладення є непроникливими для газу. Скиди постседиментаційні проникливі і в разі відсутності покришок сприяють дегазації. Характер впливу насувів залежить від літологічного складу порід у зоні їх дії. При наявності в розрізі добрих колекторів – пісковиків і вапняків – можливе скупчення вільних газів. Подібна ситуація спостерігається на шахті ім. Горького в зоні дроблення Французького надвигу в Донецько-Макіївському районі. В зонах дроблення та тріщинуватості, що супроводжують великі тектонічні порушення закритого типу, та в зонах малоамплітудної порушеності вільний газ розповсюджується у вигляді гніздоподібних скупчень.

З точки зору нафтогазоносності становлять інтерес позитивні структури з сучасною підвищеною геодинамічною активністю. В межах КТУ геофізичними методами виявлені ряд локальних неотектонічних підняття, серед яких найбільшої уваги заслуговують Іванівська, Михайлівська, Новоселицька, Тройчатівська,

Новокриворізька, Крутоярівська, Петропавлівська структури [6]. За даними дистанційних досліджень ІГРГК (1983), в межах Райсько-Калинівської синклінали КТУ виділені Берестівське та Александропольське неотектонічні підняття.

Для оцінки масштабів генерації вуглеводневих газів за прийнятою раніше методикою [11] були проведені розрахунки кількості газу, генерованого вугіллям і розсіяною органікою, до глибини 1800 м по районах, що обмежують КТУ (Красноармійський, Донецько-Макіївський, південна частина Центрального). Кількість генерованого метану становила 16,2 трлн м³. На основі розрахунку балансу розподілу запасів газу у вугленосних відкладах карбону в надрах південно-західного, південного і північно-східного бортів КТУ залишилося та утворило поклади 3,7 трлн м³ метану.

Для з'ясування палеогеографічних умов формування торфовищ на території прибортових частин КТУ було взято пласт I_3 , що розвинений в межах Центрального, Донецько-Макіївського та Красноармійського вуглепромислових районів. Вугілля пласту I_3 вивчалось за літературними джерелами, а також за результатами проведених авторами досліджень.

Пласт I_3 характеризується постійністю робочої потужності та значним поширенням по площі. Розробляється пласт на глибинах від 500 до 1000 м. Будова пласта I_3 на території районів частіше складна, налічується дві-чотири вугільні пачки, що розділяються прошарками вуглистого аргіліту, аргіліту та каолінізованою породою – тонштейнами. Тонштейни спостерігаються у верхній частині пласта. Характерною особливістю каолінізованого прошарку пласта I_3 є його поширення на великій території. Покрівля і підшва пласта в основному складені аргілітами або алевролітами, спостерігаються у підшві так звані «кучерявчики».

Вугілля пласта гумусове. Можна визначити деякі особливості зміни петрографічного складу вугілля пласта I_3 по районах та у порівнянні з петрографією інших пластів. На думку А.П. Феофілової і М.Л. Левенштейна, для регресивної частини Московського верхнього циклу – світа C_2^6 – характерні різкі коливання типів і ступеня відновленості вугілля [18]. Так, необхідно підкреслити декілька підвищену кількість в складі пласта I_3 компонентів групи інертиніту та ліптиніту у порівнянні з іншими пластами [13]. Це означає, що в ньому частіше, ніж в інших пластах, поширене вугілля типів дюрено-кларенів і навіть кларено-дюренів, а ступінь відновленості може змінюватися навіть від верхнього прошарку пласта до нижнього. У вугіллі спостерігаються прошарки з мікрокомпонентами специфічної будови, що характерні тільки для цього пласта. До них відносяться, наприклад, мегаспориніт з товстою, фігурною екзиною, товстий кутиніт, спороносні колоски, геліфіковані овальні тіла.

В межах Головної антиклінали (Центральний район) пласт I_3 в основному має складну будову, поділяючись тонштейном на дві пачки. Характерними для пласта є явища розщеплення, розмивів. Потужність змінюється від 0,5 до 1,8 м (в середньому 1,3 м), збільшуючись у місцях розщеплення. Глибина розробки становить 710-1000 м. Покрівля і підшва складені алевролітами та аргілітами. Характерною ознакою пласта є розповсюдження вапнякових «вугільних нирок» [13].

У складі вугілля переважають компоненти групи вітриніту. Колір їх змінюється в залежності від типу вугілля за відновленістю та ступенем метаморфізму від яскравого жовто-червоного до червоного з буруватим відтінком. Характерним для пласта I_3 є підвищений вміст мікроекзиніту в нижній пачці пласта, а у верхній пачці – збільшення вмісту інертиніту безпосередньо на межі з каолінітовим прошарком [8, 13].

За петрографічним складом (табл. 2) поширене кларенове і дюрено-кларенове вугілля, іноді дюрено-кларени переважають. Варто зазначити, що розповсюджено в основному вугілля відновленого типу (В). За ступенем метаморфізму вугілля жирне (Ж), коксівне (К), пісне (П) та спісніле-спікливе (СС). Показники відбиття вітриніту коливаються від 0,99 до 2,15%. Якісні показники, що залежать від типу відновленості і ступеня метаморфізму, наведені в табл. 3 [8]. Пласт небезпечний за викидами.

В межах південно-східного крила КТУ (Донецько-Макіївський район) пласт I_3 має як просту, так і складну будову. У верхній частині тонштейн поділяє пласт на дві нерівні частини. Крім того, спостерігаються прошарки потужністю 0,01-0,4 м вуглистою аргіліту, що розділяють пласт на пачки. Для пласту характерні розщеплення, виклинювання, роздуви. Потужність змінюється від 0,65 до 1,10 м. Глибина розробки – від 470 м до 900 м. Покрівля і підшва пласта складені аргілітами і алевролітами. Іноді в припокрівельній частині спостерігаються прошарки сапропелево-гумусового вугілля. По всій території району в пласті поширені «вугільні нирки».

Компоненти групи вітриніту переважають. Нерідко колір вітринізованих компонентів має буруватий відтінок. Частіше спостерігається колініт грудкуватого або волокнистого обліку. Структурні компоненти поширені рідше, вони мають смугасту, лінзоподібну форму, іноді без чітких контурів. Фрагменти інертиніту частіше β -структури, їх розмір досягає 1,5 см. Ліпоїдні компоненти часто темно-рожевого кольору, представлені мікроекзінитом, макроекзінитом з тонкою екзиною, спорадичним тонким невиразним кутинітом. За петрографічним складом вугілля пласта кларенове, дюрено-кларенове, іноді навіть кларено-дюренове з фюзенізованими компонентами (табл. 2). Вугілля відновленого типу (в), маловідновленого (а), частіше перехідного (б), за ступенем метаморфізму в основному жирне (Ж) і коксівне (К). Якісна характеристика вугілля наведена в табл. 3 [8].

Пласт небезпечний за викидами, на деяких ділянках спостерігаються суфляри.

На південно-західному крилі КТУ (Красноармійський район) пласт I_3 району має складну будову і поділяється прошарками вуглистою аргіліту, аргіліту, каолініту на три пачки. На деяких ділянках пласт виклинюється, розщеплюється. Його потужність варіює від 0,7 до 2,4 м. Глибина розробки – 500-970 м. Покрівля і підшва складені аргілітами та алевролітами [5, 13].

Вугілля пласта гумусове. Головну роль відіграють компоненти групи вітриніту жовтувато-червоного, яскраво-червоного кольору. Вміст структурних компонентів досить високий. Колініт завдяки присутності великої кількості геліфікованих оболонкок спорангіїв має волокнистий облік або грудкуватий у випадку поширення розкладених паренхімних тканин. Характерним мікрокомпонентом групи вітриніту є корповітриніт – геліфіковані округлі тіла з виразною однорідною структурою, з яскравим кольором, овальною, лінзоподібною, іноді видовженою форми, розміром від 70 до 1200 мкм. Генезис цих утворень неясний. Дослідники вважають їх або секреторними виділеннями птеридоспермів [15], або окисненими на стадії торфоутворення смоляними тілами [19].

Компоненти групи інертиніту спостерігаються у вигляді фрагментів різноманітних форм і розмірів, атриту, склеротиніту специфічної структури. Кількість фюзенізованих компонентів збільшується у верхній частині нижньої пачки і верхній частині середньої пачки пласта.

Компоненти групи ліптиніту представлені досить численними мікроекзінитом, макроекзінитом з товстою, фігурною екзиною, товстим кутинітом, спороносними колосками. Їх кількість збільшується у верхній частині нижньої пачки і нижній частині середньої пачки.

За петрографічним складом вугілля пласта I_3 найчастіше кларенове і дюрено-кларенове з фюзенізованими і ліпоїдними компонентами, спостерігаються навіть кларено-дюрени з фюзенізованими компонентами (табл. 2). Вугілля маловідновлене (а), рідше відновлене (в) і перехідне (б). Ступінь метаморфізму вугілля на шахтах за петрографічними ознаками змінюється від довгополуменевого (Д) до газового (Г). Якісні показники наведені в табл. 3 [8].

На шахтах району (наприклад, шахти «Білицька», «Краснолиманська») при збільшенні глибини розробки в пласті I_3 спостерігаються суфляри.

На більш глибоких горизонтах в межах КТУ пласт I_3 , що представлений коксівним вугіллям, розкритий на глибині 2225 м свердловиною Очеретинська К-900.

Таблиця 2

Результати петрографічного дослідження вугілля пласта I_3 , %

№ п/п	№ проби	№ пікету	Петрографічний склад вугілля									Марка за Петрографічними ознаками	Петрографічний тип вугілля	Відновленність
			Vt _{st}	Vt _{at}	I _{st}	I _{at}	L	MI	Vt	I	L			
Центральний район														
1		Шх. ім. Калініна	30	62	8	-	-	9	92	8	-	К	к	б
2		Шх. «Красный Октябрь»	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	дк	
3		Шх. ім. Дзержинського	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	к	
4		Шх. ім. Леніна	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	кд	
Донецько-Макіївський район (шахта ім. Орджонікідзе)														
5	1а	Горизонт 810	23	54	5	11	7	3	77	16	7	К	дк	вб
6	16	Горизонт 810	19	66	6	6	3	2	85	12	3	К	к	б
Красноармійський район (шахта «Краснолиманська»)														
7	777	17+16	29	42	3	17	7	2	73	20	7	Г	дк	в
8	778	17+16	45	29	3	10	12	1	75	13	12	Г	дк	в
9	778	17+16	51	30	4	7	8	1	81	11	8	Г	к	в
10	779	17+16	19	46	10	10	10	5	69	21	10	Г	дк	в
11	797	Верх.п.	35	30	8	12	15	8	65	20	12	Г	кд	в
12	798	Верх.п.	22	50	3	15	18	1	72	18	10	Г	дк	б
13	148	1 зах.лава	-	-	-	-	-	-	63	15	22	Г	кд	б
14	149	1 зах.лава	-	-	-	-	-	-	61	28	11	Г	кд	б
15	152	1 зах.лава	-	-	-	-	-	-	82	10	8	Г	к	б
16	155	1 зах.лава	-	-	-	-	-	-	84	10	6	Г	к	а
17	156	1 зах.лава	-	-	-	-	-	-	61	22	17	Г	кд	б
Красноармійський район (шахта «Алмазна»)														
18	161	6 півн. лава	43	35	10	6	6	1	78	16	6	Г	дк	в
19	162	6 півн. лава	32	46	3	8	11	5	78	11	11	Г	дк	в
20	163	6 півн. лава	41	37	2	6	14	9	78	8	14	Г	дк	бв
Красноармійський район (шахта «Добропольська»)														
21		Серед. проба	25	47	11	-	16	4	73	11	16	Г	дк	б
22		Серед. проба	35	50	8	-	7	5	85	8	7	Г	к	в
Красноармійський район (шахта «Центральна»)														
23		Серед. проба	21	62	7	-	10	7	83	7	10	Г	к	в
24		Серед. проба	31	59	6	-	4	9	90	6	4	Г	к	в

За співвідношенням структурних та безструктурних компонентів вугілля пласта I_3 умови торфонакопичення на території, яка вивчалася, дещо відмінні. На південно-західному крилі КТУ (Красноармійський район) накопичення рослинного матеріалу відбувалося в умовах перехідних фацій, близьких до фацій обводнених лісових боліт. На території південно-західного схилу Головної антиклінали (Центральний район) та

південно-східного замикання КТУ (Донецько-Макіївський район) торфонакопичення відбувалося в умовах фацій обводнених чагарниково-трав'янистих боліт. Це може свідчити про різні палеогеоморфологічні умови нагромадження рослинного матеріалу в межах північно-східного моноклінального схилу УЩ та центральної частини Донецького прогину.

Таблиця 3

Результати хімічного дослідження вугілля пласта I_3 по Центральному, Донецько-Макіївському, Красноармійському районах, %

№ п/п	Назва шахт	Технічний та елементний аналізи				
		A ^d	S _t ^d	V ^{dat}	C ^{dat}	H ^{dat}
Центральний район						
1	Шх. 12	7,2	3,9	37	87	-
2	Шх. ім. Дзержинського	3,9	2,6	31	89	-
3	Те ж	5,5	3,7	31	90	-
4	Шх. ім. Артема	7,8	5,0	33	-	-
5	Шх. 19/20	3,9	3,6	31	-	-
6	Шх. «Кочегарка 3»	6,2	3,4	31	89	-
7	Шх. «Кочегарка 1»	6,4	3,8	29	89	-
8	Шх. ім. К. Маркса	4,5	3,3	22	92	-
9	Шх. 1-1біс	8,3	4,1	36	87	-
Донецько-Макіївський район						
10	Шх. «Трудовська-5»	9,5	2,5	41	80	-
11	Шх. «Берестовська»	5,1	0,8	27	87	-
12	Шх. ім. Орджонікідзе	2,2	1,3	26	88	5,0
Красноармійський район						
13	Шх. «Центральна»	12,4	3,8	38	86	5,57
14	Шх. «Добропільська»	3,4	0,84	36	83	5,03
15	Шх. Краснолиманська», 520 м від поверхні	1,8	0,9	36	-	-
16	Те ж, 745 м від поверхні	1,2	0,9	39	-	-
17	Те ж, 745 м від поверхні	1,4	1,0	37	-	-

Для встановлення глибин, на яких відбувалися постдіагенетичні зміни стану вугільної органіки (вуглефікація), були використані палеогеотермічні градієнти, що розраховані А.В. Івановою для розрізів свердловин Очеретинська К-900 та Макіївська Щ-1027 (табл. 4). Сучасні геотермічні градієнти до глибин 1400-1600 м становлять в середньому для Красноармійського та Донецько-Макіївського районів 3,2^oC/100 м, для Центрального – 2,6^oC/100 м (Іванов і др., 1977). Виходячи з того, що сучасні і палеогеотермічні градієнти Красноармійського і Донецько-Макіївського районів практично ідентичні, що підтверджує думку М.Л. Левенштейна про збіг значень сучасних і палеоградієнтів [7], можна припустити, що палеогеотермічний градієнт Центрального району теж буде дорівнювати сучасному і становитиме 2,6^oC/100 м. Вугільна органіка була метаморфізована до рівня переходу жирного вугілля в коксівне (R^o 1,18%) на глибинах 6,5 км (Центральний район), 5,1 км (Донецько-Макіївський

район), 5,4 км (Красноармійський район). Величини інверсійних підняття відповідно дорівнювали 5,6, 4,1 і 3,3 км.

Таким чином, найменша величина підняття фіксується на північно-східному моноклінальному схилі УЩ, максимальна – в межах Головної антикліналі.

Таблиця 4

Палеогеотермічні і палеотектонічні показники по районах

Район	Сучасний градієнт, °С/100 м	Палеогеотермічний градієнт, °С/100 м	Палеоглибина, км	Інверсійне підняття, км
Центральний	2,6	2,6	6,5	5,6
Донецько-Макіївський, св. Щ-1027	3,2	3,27	5,1	4,1
Красноармійський, св. К-900	3,2	3,19	5,4	3,3

За даними досліджень «Донбасгеології» (1986, 2010), напруженість геотермального поля в напрямку центральної частини КТУ послаблюється. Зокрема, в інтервалі -500—1000 м геотермічний градієнт змінюється від 2,5 до 2,0 °С/100 м від прибортових до центральної частини западини. З глибиною напруження посилюється. Якщо середні значення градієнтів в інтервалі -500—1000 м становлять 2,20 °С/100 м, то в інтервалі -1500—2000 м – 3,20 °С/100 м. Але, як зазначалося вище, не зважаючи на погіршення міжзернової пористості при катагенезі, спостерігається утворення колекторів із вторинною пористістю і тріщинуватістю внаслідок мінерально-структурних перетворень і тектонічних напруг.

Висновки. Таким чином, висока вугленасиченість розрізу, широкий діапазон вуглефікації (від довгополуменевого до пісного вугілля) свідчать про значний газогенераційний потенціал кам'яновугільних відкладів всієї КТУ.

Навіть при умові збільшення геотермічного градієнта з глибиною КТУ залишається досить перспективною територією не тільки на газові поклади, але й нафтові на глибині 5000 м і більше.

Робота проводилася за цільовою комплексною програмою наукових досліджень НАН України «Використання 3D-сейсмозвідки з метою промислового видобування газу та дегазації вугільних пластів».

1. Анциферов А.В., Голубев А.А., Туркель М.Г. Газоносность и угленосность глубоких горизонтов Донбасса // Геотехн. механика. – 2005. – Вып. 53. – С. 31-38.
2. Анциферов А.В., Туркель М.Г., Хохлов М.Т. и др. Газоносность угольных месторождений Донбасса. – Киев: Наук. думка, 2004. – 232 с.
3. Брижанев А. М., Галазов Р.И. Метаморфизм как основной фактор метаноносности угольных месторождений // Сов. геология. – 1983. – № 3. – С. 19-22.
4. Брижанев А. М., Шейко Ю.М., Джамалова Х.Ф. Влияние тектонических нарушений на распределение газов в угольных месторождениях Донбасса // Уголь Украины. – 1982. – № 2. – С. 39-40.
5. Волков М.Г., Лисін С.Г. Нові дані з неотектоніки Кальміус-Торецької котловини в зв'язку з нафтогазоносністю // Доп. АН України. Сер. Б. – 1983. – № 9. – С. 9-12.
6. Волков В.Н., Никольский В.М., Власов В.М. и др. Условия формирования пласта I₃ среднего карбона в западной части Донецкого бассейна. // Тез. докл. III геол. совещ. по твердым горючим ископаемым. – Ростов-н/Д, 1967. – С. 51-53.
7. Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. – Т. 1. – М.: Госгеолтехиздат, 1963. – 1211 с.
8. Геолого-углехимическая карта Донецкого бассейна. – М.: Углетехиздат, 1954. – 430 с.

9. *Еремін І.В., Гагарин С.Г.* Влияние типа мацералов на кинетику выделения низкомолекулярных соединений при метаморфизме углей // Химия твердого топлива. – 1998. – № 5. – С. 3-14.
10. *Забигайло В.Е., Широков А.З.* Проблемы геологии газов угольных месторождений (на примере западных и юго-западных районов Донецкого бассейна). – Киев: Наук. думка, 1972. – 172 с.
11. *Іванова А.В.* Газоносність вугленосної формації карбону Донбасу // Геол. журн. – 2006. – № 4. – С. 82-86.
12. *Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна / Ред. С.Г. Храпкин.* – Киев: ЦТЭ, 1991. – 104 с.
13. *Корреляция угленосных отложений и угольных пластов в Донецком бассейне.* – Л.: Наука, 1972. – 112 с.
14. *Кравцов А.И.* Геологические условия газоносности угольных, рудных и нерудных месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1968. – 330 с.
15. *Лапо А.В.* Корпо-витриниты // Петрографические типы углей СССР. – М.: Недра, 1975. – С. 45.
16. *Радзівілл А.Я.* Напрямки пошуків вуглегазових родовищ України // Наук. пр. Ін-ту фундам. досліджень. – К: Знання, 1999. – С. 185-188.
17. *Спіріна О.І., Нашкерський Р.А., Карлашенко І.М.* Особливості будови південної частини Кальміус-Торецької улоговини з точки зору пошуків покладів вільних вуглеводневих газів // Геотехн. механіка. – 2005. – Вип. 53. – С. 113-116.
18. *Феофилова А.П., Левенштейн М.Л.* Особенности осадко- и угленакопления в нижнем и среднем карбоне. – М.: Изд-во АН СССР, 1963. – 175 с.
19. *Штах Э., Маковски М.Т., Тейхмюллер М. и др.* Петрология углей. – М.: Мир, 1978. – 555 с.

Ін-т геол. наук НАН України,
Київ

Стаття надійшла
11.10.2012