

УДК 553.981:553.94:543.88 (477.61/62)

**ПАРАМЕТРИЗАЦІЯ ТЕРМАЛЬНИХ РЕЖИМІВ, ГЕНЕРЦІЇ
ТА МАСОПЕРЕНОСУ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ
ПРОТЯГОМ ІСТОРІЇ ГЕОЛОГІЧНОГО РОЗВИТКУ
ДОНБАСУ**

Привалов В. О.

(ДонНТУ, м. Донецьк, Україна)

Панова О. А.

(УкрНДМІ НАНУ, м. Донецьк, Україна)

Ізар А., Альсааб Д.

(Університет А. Пуанкаре I, м. Нансі, Франція)

Рассмотрены результаты двухмерного моделирования термальной истории, генерации, миграции и формирования скоплений углеводородов в Донецком бассейне. Установлено, что газодинамические процессы и явления приурочены к тектонически экранированным скоплениям газа в областях современной активной миграции углеводородных газов с глубоких горизонтов бассейна. Вмешательство горных работ вызывает перераспределение напряжений в призабойной части пласта и играет роль спускового крючка, который при достижении пороговой концентрации трещин может инициировать лавинообразный процесс декомпрессионного освобождения газа.

This contribution is devoted to the results of 2-D numerical modeling of thermal history, hydrocarbon generation, migration and trapping in the Donets Basin. It has been observed that gas-geodynamic events during underground mining coal seams (coal-and-gas outbursts) are typically related with zones of active recent migration of hydrocarbons from deeply seated dilatational traps to adjacent collectors sealed by trust duplexes within shear zones. At such localities induced by mining the stress discharge triggers decompressional liberation of methane from adjacent reservoirs.

Донецький басейн входить до складу більш ніж 2000-кілометрового Прип'ятьсько-Дніпровсько-Донецького палеорифту, що утворився у девоні в результаті процесів розтягнення на теренах південної периферії Східно-Європейської платформи.

Будучи єдиною ланкою, котра зазнала інверсії та межує у складі палеорифту з найбільш відомою нафтогазовою провінцією України - Дніпровсько-Донецькою западиною (ДДЗ), Донбас одночасно є унікальним вугільним басейном, де відклади карбону, починаючи з пізньовізейського часу, представлені перешаруванням морських і континентальних відкладів потужністю до 14 км. В процесі такого тривалого інтервалу палеогеографічні умови періодично змінювалися від заболочених прибережно-морських рівнин з обширними торф'яниками, котрі дали початок формуванню більш ніж 300 вугільних пластів і прошарків, до такого ж обширного мілководного моря.

Процеси вуглефікації, що проходили при зануренні і зростанні температури в умовах мінливих теплових потоків, призвели до трансформацій рослинних решток у вугілля, рідкі й газоподібні вуглеводні. Сумарна кількість органічної речовини, сконцентрованої у вугільних пластах, прошарках вугілля та розсіяної у вуглевміщуючих породах Донецького басейну в межах території України, за розрахунками В. І. Узіюка [1] може бути оцінена в перерахунку на вугільну масу в 958 млрд. т. Вражають і масштаби обсягів вуглеводневих газів, які були генеровані у вугленосній товщі в процесі дозрівання органічної речовини – близько 278 трлн. м³ [1]. Тим часом, найсміливіші оцінки ресурсів вугільного метану, що зберігся до теперішнього часу в Українській частині Донбасу, коливаються в межах 12 – 25 трлн. м³ [2,3], що вказує на гігантські втрати вуглеводневих газів (91 – 96 %) [3] на подальших етапах геологічного розвитку Донбасу. Слід зазначити, що у найбільшому у Західній Європі Рурському кам'яновугільному басейні (Німеччина) за підрахунками Т. Тілеманна та ін. [4] протягом історії геологічного розвитку втрачено до 99 % термогенного метану.

Проте і того обсягу метану, що залишився у вугленосній товщі карбону Донбасу достатньо, щоб об'єктивно склався образ найбільшого газовугільного басейну Європи, де вуглевидобуток на глибоких горизонтах сполучено з різким погіршенням умов

безпеки праці за рахунок газового фактору й ускладнень форм прояву газодинамічних явищ.

Згідно з сучасними уявленнями [3, 5 – 7], за рахунок підвищення температури в нафто-газоматеринських породах й активізації деструктивних процесів у керогені (достатньо щільній, полімеризованій під впливом біохімічних реакцій високомолекулярній суміші речовин органічного походження) послідовно генеруються: 1) рідкі вуглеводні; 2) жирні гази, збагачені високомолекулярними алканами; 3) сухі гази, переважно метанового складу. Обсяги та хімічний склад вуглеводнів суттєво залежать від типу керогену.

Формування нафти і газу в осадових басейнах відбувається за певних температурних умов (рідких вуглеводнів в інтервалі від 60° С до 120° С, а газоподібних вуглеводнів - в інтервалі 120 - 230° С). Хоча вугленасиченість розрізу і ступінь дозрівання органічної речовини (вуглефікації) є одними з головних чинників, що впливають на метаноносність вугленосних товщ, на прикладі ряду вугільних басейнів Америки і Європи добре відомо, що фактичні об'єми скупчень метану істотно варіюють залежно від тектонічної історії розвитку басейнів. Просторово-часові взаємини між тектонічними імпульсами і режимами, епізодами геотектонічної інверсії визначають умови локалізації розущільнених зон, а також впливають на міграцію вуглеводневих флюїдів.

Термогенна генерація вуглеводнів відбувається внаслідок термічного відриву і подальшого розщеплювання місткових і бокових аліфатичних ланцюжків, які зв'язують або примикають до ароматичних кластерів макромолекул керогену. Зі зростанням температур і ступеню вуглефікації у вугіллі відбувається збільшення вмісту конденсуючих ароматичних структур, а частка неароматичних атомів вуглецю знижується. Зокрема, вітриніт і ліптиніт, котрі містять відносно велику кількість водню, легко розщеплюють місткові зв'язки і перегруповують ароматичні системи, що формуються, в кристаліти, що призводить до зміни фізичних властивостей вугілля. Основну масу керогенів першого і другого типів, початкової сировини для нафти і жирних газів, формують органічні комплекси з великою кількістю аліфатичних ланцюжків так званого "морського" і змішаного "наземно-

аквального" генезису, що ведуть походження від водоростевих ліпідів або від органічної речовини (ОР), збагаченої ліпідами унаслідок активності мікроорганізмів, та відповідають мацералам вугілля групи екзиніту.

Для керогену третього типу характерні головним чином конденсовані поліароматичні або кисневмісні функціональні групи; аліфатичні ланки грають незначну роль. Він характеризується помірним нафтогенераційним потенціалом, хоча на великих глибинах цей кероген здатний генерувати велику кількість газу. Кероген третього типу утворюється в результаті конверсії ОР з наземних вищих рослин (деревини, кора і ін.), відповідає мацералам вугілля групи вітриніту, які в процесі термального дозрівання генерують достатньо великі обсяги газів з переважанням метанової складової.

Виходячи з визначень біомаркерів [8, 9], органічна речовина вугільних пластів Донбасу відноситься до третього типу керогену та є продуктом складних біохімічних і геохімічних реакцій матеріалу переважно деревної рослинності, перетвореного в геліфіковані мацерали, з домішками сапропелевого матеріалу.

Теоретично не виключається, що разом з метаном термогенної генерації, серед горючих газів Донбасу може бути присутнім біогенний метан, що є продуктом життєдіяльності бактерій у відновному середовищі на стадіях гуміфікації й геліфікації або пізніших реакцій ферментації ОР, та навіть метаногенезу з вугілля як побічного результату метаболізму у анаеробних умовах метаногенних одноклітинних прокаріотів домену *Archaea*.

Для газів біохімічної генерації характерні полегшений склад вуглецю метану і виняткова "сухість" [3], визначувана за параметром відношення концентрації метану до суми етану і пропану в газовому струмені.

Результати досліджень хімічного та ізотопного складу $\delta^{34}\text{C}$ горючих газів вугільних пластів, відібраних за допомогою газокернозабірників в глибоких параметричних свердловинах Щ-1027 і С-1379 [10], газових родовищ Північної окраїни Донбасу [7] свідчать, що метан в Донецькому басейні має термогенний генезис і був сформований внаслідок термokatалітичного розкладу третього типу керогену in-situ.

Не дивлячись на величезні успіхи осадово-міграційної теорії термогенного походження промислових родовищ вуглеводнів, останнім часом з'явилася низка публікацій, в яких без глибокого аналізу всієї сукупності відомих фактів, розвиваються уявлення про абіогенний синтез метану у Донбасі [11] або суттєвий підтік уздовж тектонічних порушень у гірничі виробки метану «мантійного походження», що сприяє утворенню ділянок аномальної газозбагаченості [12].

Висновок, що у шахті ім. О. Засядька (Донецько-Макіївський район) зустрічається метан, який мігрував по розломах кристалічного фундаменту і тектонічним порушенням осадового чохла «з великих глибин земної кори і навіть з верхньої мантиї» [12], не відповідає дійсності. По-перше, наведені данні щодо полегшення ізотопного складу вуглецю свідчить про міграцію газів з більш глибоких по відношенню до місць відбору газових проб (але, безумовно, далеко не мантийних) горизонтів осадового чохла басейну, що зазнали більшого температурного впливу й відповідних термokatалітичних перетворень керогену. По-друге, враховуючи те, що площа порожнинного простору в кам'яному вугіллі близька до показників активованого вугілля, а сорбційна ємність вугілля зростає зі ступенем вуглефікації, логічно припустити, що гіпотетичний абіогенний метан мав би бути повністю сорбований вугленосними породами у нижній частині (перші кілометри) майже 9-кілометрової колони відкладів карбону у районі шахти ім. О. Засядька.

Світова практика геологорозвідувальних робіт на газ у вугленосних басейнах свідчить, що на утворення й подальший розподіл вуглеводнів у вуглепородних масивах впливають: 1) первинний склад органічної речовини та газогенераційні властивості керогену; 2) еволюція занурювання відкладів, історія теплових режимів у газоматеринських товщах; 3) подальший розвиток зон розущільнення, де міграційні вуглеводневі потоки локалізуються літологічними або тектонічними бар'єрами проникності у вугленосних відкладах.

Результати досліджень, що передували цій публікації, визначили, що: гумусові вугілля Донбасу багаті на колодетрінит і ліптинит (споринит і алгинит) [13], містять довгі аліфатичні ланцюжки високомолекулярних сполук $C_{>18}$ [9, 14], та мають достат-

ньо великий водневий індекс $HI = 200-310$ мг ВВ/г $C_{орг}$. [14-16], що свідчить про потенційно добрі можливості ОР досліджуваних пластів в процесі термального дозрівання (вуглефікації) забезпечити значні обсяги генерації вуглеводневих газів, а також окремі прояви рідких вуглеводнів.

Крім того, аналіз результатів визначення біомаркерів у вугіллі Донбасу свідчить про суттєву роль бактерій в переробці ОР вищих рослин, при якій біомаса бактерій могла служити додатковим джерелом органічної маси, що забезпечує зростання нафтогазогенераційного потенціалу (водневого індексу HI) [17].

Первинний нафто-газогенераційний потенціал, що формувався під час осадконакопичення, безумовно, був різний в різних районах басейну і залежав від конкретної вугленасиченості товщі і максимального, на місцях, її занурення і відповідного ступеня дозрівання ОР.

Вугленосність нижнього карбону пов'язана з лагунними обставинами у вузькій смузі уздовж південно-західного борту Донецького прогину. На північний схід від цієї смуги лагунні фації змінюються відкрито-морськими. Всі найзначніші пласти локалізовано в інтервалі серпуховської товщі потужністю 400-500 м. Пласти розташовані зближеними групами з відстанню між групами 30-80 м, а між пластами - в групах 3-20 м. Отже, для шахтних полів, що розкривають вугленосні товщі нижнього карбону характерні і лагунні і лагунно-морські ритми, враховані при моделюванні.

Середній карбон вугленосний по всій площі Донбасу. У вугленосній формації середнього карбону відстань між вугільними пластами 20-40 м. Ряд пластів утворює зближені групи (k_5-k_6 , l_2-l_3 , l_7-l_8). Найбільш сконцентровані пласти в світі C_2^6 : при потужності світи 170-250 м в ній в західних районах майже повсюдно міститься до 8 робочих пластів (у Красноармійському вуглепромисловому районі - l_3 , l_6 , l_7 , l_8 , l_8^1 , у Донецько-Макіївському - l_1 , l_2^1 , l_3 , l_4 , l_7 , l_8 , l_8^1 , у Центральному - l_3 та l_6). Так само щільно розташовані пласти у верхній частині світи C_2^5 (у Красноармійському вуглепромисловому районі - пласти k_5 , k_7 та k_8 , у Донецько-Макіївському - k_5 , k_5^1 , k_7 та k_8 , у Центральному - k_3 та k_7). Відособлена в цілому світа C_2^3 , і усередині світи пласти розосереджені. Якщо основні серпуховські вугільні пласти залягають в монотон-

ній слабкодиференційованій товщі алевролітів і аргілітів, позбавленої вапняків, то для самої вугленосної світи середнього карбону C_2^6 , навпроти, характерна різка гетерогенність фацій. У цій світі в покрівлі всіх найбільш значимих вугільних пластів, як правило, залягають вапняки. Вугілля у Донбасі завжди накопичується на межі між континентальними та морськими фаціями, тобто трансгресія дає поштовх торфонакопиченню. В термінах секвенційної стратиграфії [9] елементарні високочастотні цикли у Донбасі складаються з: алювіального пісковика або алевроліту, характерних для трактів низького стояння рівня моря; палеосолю, вугільного пласта і вапняку, що відбивають седиментаційні події у трактах трансгресивних систем; морського аргіліту з пелагічною фауною, показового для високої батиметрії під час існування максимальної поверхні затоплення морем; дельтового алевроліту і пісковика типових для трактів високого стояння рівня моря.

Загальновідомим чинником формування газоносності вугленосних формацій Донбасу є нерозривний зв'язок цього процесу із загальною історією геологічного розвитку басейну. Тому питання, пов'язані з газоутворенням, повинні розв'язуватися в тісному зв'язку з особливостями осаконакопичення і вуглеутворення і, відповідно, на базі реконструкцій історії занурення й інверсійних підйомів вугленосних формацій.

За останні роки був зібраний величезний фактичний матеріал по геології, тектоніці, органічній геохімії осадових товщ і родовищам вуглеводнів у Донецького басейну. Опрацювання результатів експериментальних досліджень щодо визначення обсягів вуглеводнів, що утворилися під час штучної вуглефікації зразків вугілля з Донбасу у публікації [18]. Попередні результати, щодо реконструкцій палеотермальних режимів за даними розподілу палеотемпературних індикаторів (трендів зміни показника відбиття вітриніту, фішн-трекових датувань) викладені у роботах [19-22].

Модель басейну, що запропонована в статі, побудована на підґрунті синтезу геологічних, тектонічних і геохімічних даних та описує фізико-хімічний процес утворення й масопереносу вуглеводнів з урахуванням можливих фазових переходів флюїдів в процесі еволюції осадового басейну.

Обидва басейни – Дніпровсько-Донецький, де виявлено ~200 родовищ газових вуглеводнів з підтвердженими запасами біля 60 трлн. м³, та Донбас є частинами однією вуглеводневої системи, що складається з: 1) нафто- й газоматеринських товщ відповідного для генерації ВВ ступеня постдіагенетичної зрілості; 2) шляхів міграції ВВ; 3) колекторних горизонтів з високою матричною проникністю та зон розущільнення, де міграційні вуглеводневі потоки локалізуються літологічними або тектонічними бар'єрами проникності у вугленосних відкладах; 4) відповідних параметрів гідрогеологічних, геотермічних та тектонічних умов, що забезпечують схоронність ВВ у інтервалах тріщинуватих або високопористих колекторів, де вуглеводневі поклади локалізовано флюїдоупорами, тектонічними екранами або гідродинамічним стиском пластових вод.

У питаннях визначення принципів інтервалів нафто- та газоматеринських порід у ДДЗ нема єдиної точки зору. Ряд дослідників вважає, що вуглеводні у ДДЗ емігрували з глибокозалагаючих нижньовізейських або навіть девонських чорних сланців і карбонатних товщ [23].

Також за результатами геохімічних досліджень доведено генетичний зв'язок традиційного газу з вміщуючими відкладами у верхньовізейському та турнейсько-нижньовізейському комплексах на всій території ДДЗ та в серпухівському, середньо- та верхньокам'яновугільному – в східній її частині [24].

Принципова можливість утворення родовищ вільного газу за рахунок міграції вугільних газів з глибоких горизонтів вугленосних відкладень карбону детально розглянута на прикладі унікального Шебелінського газоконденсатного родовища, розташованого у зоні МК лінеамента, тобто на межі Дніпровсько-Донецької западини й Донбасу [25]. Саме з відкриттям у середині двадцятого сторіччя вказаного родовища почалося розширення фронту газопошукових робіт та буріння глибоких свердловин у напрямку Бахмутської і Кальміус-Торецької улоговин [7]. А утворення родовищ вільного газу на північних окраїнах Донбасу за рахунок вугленосних відкладів можна визнавати доведеним [7].

Результати попередніх досліджень за методом піролізу Rock-Eval [17] показали, що органічна речовина вугільних пластів спроможна генерувати, як рідкі, так і газові вуглеводні, у той

час, як розсіяна органічна речовина в окремих інтервалах слабопроникних товщ карбону Донбасу (морські, озерні і лагунні аргіліти) має лише газогенераційний потенціал ($HI = 30 \dots 200$ мг ВВ / г $C_{орг.}$, $C_{орг.} = 0,5 \dots 6$ % для аргілітів, $C_{орг.} = 0,5 \dots 16$ % для алевролітів) величини якого співпадають з аналогічними піролітичними даними для аргілітів газоматеринських товщ Центрального і Східного Передкавказзя [26]. Виконана за методом Rock-Eval оцінка генераційних властивостей порід палеозою ДДЗ [27] дозволила визначитися з дуже впливовим нафтогенераційним потенціалом серпуховських відкладів (HI до 550 мг ВВ/г $C_{орг.}$).

Основними факторами, що вплинули на рівні дозрівання органічної речовини й генерації вуглеводнів з керогену у межах ДДЗ й Донбасу, були доінверсійні (по відношенню до першого інверсійного епізоду у Донбасі) розподіли глибин максимального занурення відкладів карбону та відповідні значення теплових потоків. В окремих частинах Донбасу доінверсійний рисунок вуглефікації був змінений: а) синінверсійними ранньопермськими пластовими інтрузіями і штоками, що викликали місцеве формування коксових лінз у Південно-Донбаському районі і на ряді ділянок шахт Петровського комплексу в Донецько-Макіївському районі, але не призвели до регіонального зростання теплових потоків; б) постінверсійними пізньопермськими - ранньотріасовими інтрузіями, що стимулювали подальшу вуглефікацію в межах ділянок Красноармійського і Чистяково-Сніжнянського районів. Наявність післяінверсійної термальної події впливає з того, що Центральному районі Донбасу вперек Головної антикліналі, котра почала формуватися конседиментаційно, поверхні ізометаморфізму вугільних пластів залягають набагато положисто у порівнянні з гірськими породами на крилах складки [19, 20]. Практично це означає, що в ядрі антикліналі ступінь метаморфізму нижче, чим на її крилах і, особливо, стосовно найбільш занурених частинах сусідніх Південної і Головної синкліналей. Отже, мова йде про нову постінверсійну «термальну подію» і пов'язані з нею підвищені теплові потоки, що викликали прояви додаткового метаморфізму. Отже, площинне поширення зон різного ступеня вуглефікації і відповідних їм областей епігенетичних перетворень осадової товщі в Донбасі являє собою результат послідовного накладення ряду подій [19 – 21]. Серед них - 1) регіональний ката-

генез та метагенез вугленосних відкладень у зв'язку з їхнім зануренням у доінверсійний період протягом карбону - ранньої пермі (максимальне занурення у сакмарський час ранньої пермі, ~275 млн. р.); 2) пермський диференційований підйом (інверсія) території басейну, формування Головної антикліналі й зони протяжних лінійних складок і ерозійні процеси, завдяки яким вугленосні відкладення, що колись залягали на глибоких горизонтах, виявилися на денній поверхні; 3) пермо-тріасова постінверсійна «термальна подія» (~250 млн. р.), що проявилася вибірково і викликала прояв додаткової вуглефікації й епігенезу кам'яновугільних відкладів; 4) вторинний інверсійний епізод крейдової інверсії (апліфту); 5) зміщення площин ізометаморфізму, переважно зсувного характеру, у зонах розривних порушень; б) неотектонічний підйом.

У серединній частині басейну розташована принципова дислокаційна зона ПДЗ (рис. 1), що складається із серії кулісних глибинних розривів (зсувів) під фрагментами Осьового (у зоні Головної антикліналі), Персіянівського, Сулино-Константинівського і Сало-Маницького розривів. Істотною деталлю будови ПДЗ є розвиток уздовж її осі на ділянках перекриття чи кулісного зчленування відрізків, витриманих за простяганням, глибинних розломів ланцюжка різномасштабних ієрархічно підпорядкованих призсувних структур пул-апартів мегарівня *РА* та мезорівня *МА*. У залежності від знака зсувного зміщення призсувні структури, що виникають на ділянках кулісоподібного вигину або перекриття зсувів, розвиваються: а) під час правого зміщення як тектонічні западини - ванни, у межах яких за умов локального розтягання переважають спадні вертикальні тектонічні рухи; б) під час лівого зміщення як купольно-зсувні підняття, в межах яких за умов локального стиснення переважають висхідні тектонічні рухи.

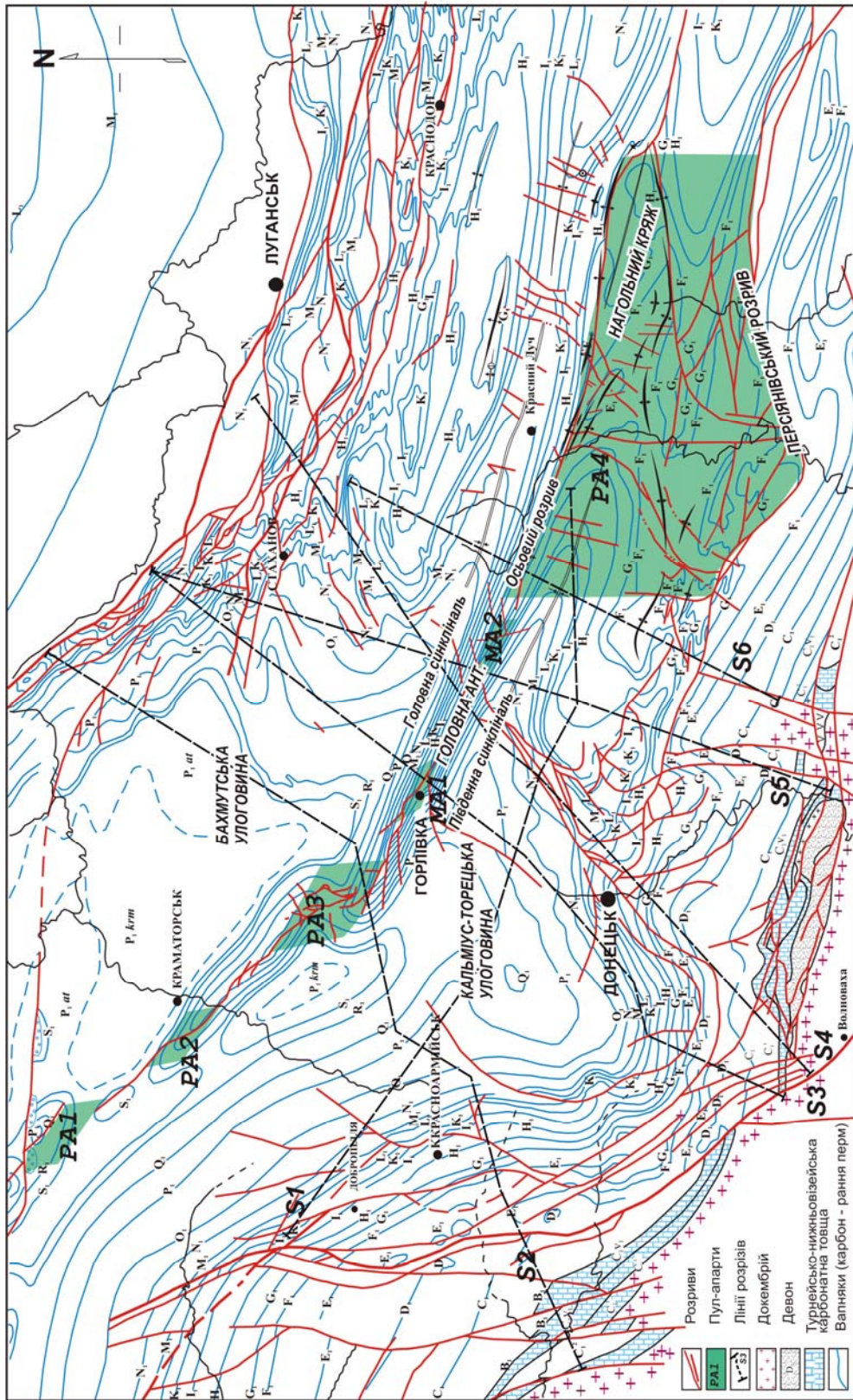


Рис. 1. Геологічна мапа домезозойських відкладів у районі досліджень з нанесеними профілями для двохвимірного чисельного моделювання (лінії S1...S6) та ділянками дилатційного розшліщення (пул-апарти PА) в умовах правозсувної активізації

За умов зсувної активізації ПДЗ слугує головною зоною зсувних дислокацій, у межах окремих блоків якої відбуваються компенсаційні знакозмінні вертикальні тектонічні рухи.

Отримані експериментальні результати щодо еволюційних змін газогенераційних властивостей вугіль Донбасу та обсягів газів, які утворилися під час штучної вуглефікації [18], були використані вкупі з даними щодо зростання з глибиною H показника відбиття вітриніту R_0 (40 глибоких свердловин) для подальшого 2-D чисельного моделювання процесів генерації, міграції та локалізації скупчень вуглеводнів у вугленосній товщі Донбасу вздовж 6 геологічних розрізів (лінії $S1...S6$, див. рис. 1).

Для побудови чисельних двохвимірних моделей генерації, міграції та локалізації скупчень вуглеводнів у вугленосній товщі Донбасу використане програмне забезпечення *PetroMod 2D*. На першому етапі моделювання була виконана реконструкція термічної історії осадового басейну (1-D моделі) для кожної із свердловин шляхом вирішення прямої теплової задачі та пошуку найбільш вірогідних розподілів температур і кондуктивного теплового потоку в часі.

Додатково при моделюванні використовувалася наступна інформація – дані про потужність і літологічний склад свит по розрізах, а також фізичні параметри (константи теплопровідності і теплоємності для різних літологічних типів порід), дані вимірів температур гірських порід по свердловинах і розрахункові значення сучасних теплових потоків на різних гіпсометричних рівнях [19 – 22].

Дані про потужність стратиграфічних підрозділів та їх літології використовувалися для реконструкції термотектонічної історії занурення й тектонічного підйому з урахуванням алгоритму декомпації відкладень. У якості інтервалів гірських порід, які спроможні до генерації рідких і газових вуглеводнів, визначені світи карбону В (C_1^2), С (C_1^3), D (C_1^4), Е (C_2^0), F (C_2^1), G (C_2^1), F (C_2^2), I (C_2^4), K (C_2^5), L (C_2^6), M (C_2^7), N (C_3^1), O (C_3^2), P (C_3^3). Їхній потенціал до генерації вуглеводнів за результатами попередніх досліджень [18] коливається в діапазоні $HI = 210...310$ мг ВВ/г $C_{орг}$.

За результатами моделювання тепловий потік під час максимального занурення осадків (сакмарський час) змінювався в межах від 40 до 75 мВт/м². Інвертована частина Донецького басейну характеризується більш високими значеннями теплових потоків, ніж Красноармійська монокліналь і Кальміус-Торецька улоговина, де їхні значення зростали в північно-східному напрямку від 40 до 55 мВт/м². Різке зростання теплового потоку в східному напрямку спостерігалось приблизно по лінії Донецько-Кадіївського поперечного розлому. Тут теплові потоки змінювалися від 60 до 75 мВт/м² з тенденцією локалізації максимальних значень в області пул-апарту *РА4*.

У межах південно-західного Донбасу визначені ділянки розташування двох "епіцентрів" аномально високих постінверсійних теплових потоків, котрі корелюються з пфальцькою фазою герцинського тектонічного циклу (межа пермі і тріасу). У Чистяково-Сніжнянському районі область поширення аномально високого теплового потоку під час "термальної події" (на рівні 175...200 мВт/м²) просторово тяжіє до структур призсувного розтягнення в контурі ПДЗ, де, за даними геофізичних і термобаро-геохімічних досліджень [28], передбачається існування прихованих інтрузивних тіл андезит-трахіандезитового комплексу.

Друга ділянка, де зафіксовані підвищені теплові потоки під час "термальної події" (у діапазоні 125...150 мВт/м²), розташована на північ від м. Красноармійська. Її положення просторово збігається з сектором локального розтягнення під час "термальної події".

Під час декількох інверсійних й ерозійних епізодів у Донбасі чимало до інверсійного метану було втрачено за рахунок ушкоджень і розкриття систем первинного кліважу, формування тектонічних порушень і фільтраційних каналів. Отже вцілілі доінверсійні ВВ було локалізовано в різноманітних тектонічних, стратиграфічних та гідродинамічних пастках. Разом з тим, слід зазначити, що, поза сумнівом, в результаті інверсійних процесів в першу чергу піддавалися частковій і повній дегазації крихкі вугільні пласти. Навпаки, інтервали пластичних глинясто-алевритових відкладень, де низька проникність відкладень зумовила збіг зон генерації і акумуляції газу з поганими умовами для

концентрації газу в потужні поклади, в ході цих інверсійних процесів практично не піддалися дегазації.

На рис. 2 уздовж профілю *S1* наведено 2-D модельні реконструкції: а) варіацій показника відбиття вітриніту R_0 на сучасному етапі розвитку басейну; б) зонального розподілу областей діагенезу, катагенезу та метагенезу, що відповідають областям відсутності термогенної генерації ВВ, генерації рідких і газових ВВ, області виснаження потенціалу генерації ВВ, де генерація ВВ вже не можлива; в) часу первинної генерації рідких ВВ у процесі занурення відкладів та укорінення інтрузій під час пфальцької фази герцинського тектонічного циклу.

Газоміграційні потоки у ДДЗ та Донбасі зумовлені високою щільністю прилеглих до осередків генерації ВВ нетрадиційних колекторів (порід з низькою проникністю) та лімітованою сорбційною ємністю вугільних пластів глибоких горизонтів, бо вугілля може одночасно виконувати роль материнських порід та первинних колекторів вуглеводнів. Під час масової генерації з керогену нафти і газу внутрішньопоровий тиск, що перевищує гідростатичний та навіть літостатичний стиски. Отже на глибоких горизонтах ДДЗ здебільше у близькості до осередків ВВ формуються резервуари так званого центрально-басейнового типу, в яких газ знаходиться під аномальним стиском [24].

Виникнення умов аномально високого стиску і утворення мікротріщин з подальшим ослабленням стиску за рахунок первинної міграції флюїдів – це етапи безперервного процесу масо-переносу вуглеводневих флюїдів. У процесі міграції ВВ суттєву роль грають не тільки колекторські властивості порід глибокозанурених товщ, флюїдодинамічні й фільтраційні характеристики тектонічних порушень, але і просторово-часовий розподіл у вуглепородному масиві зон локального стиснення і розуцільнення, який має переважно тектонофізичну природу.

Отже, покращені властивості колекторів спостерігаються на так званих «солодких» ділянках, у контурі яких під впливом неотектонічних й сучасних полів напружень під час зсувних та обертальних рухів розвивалися переважно умови локального розтягнення (дилатації).

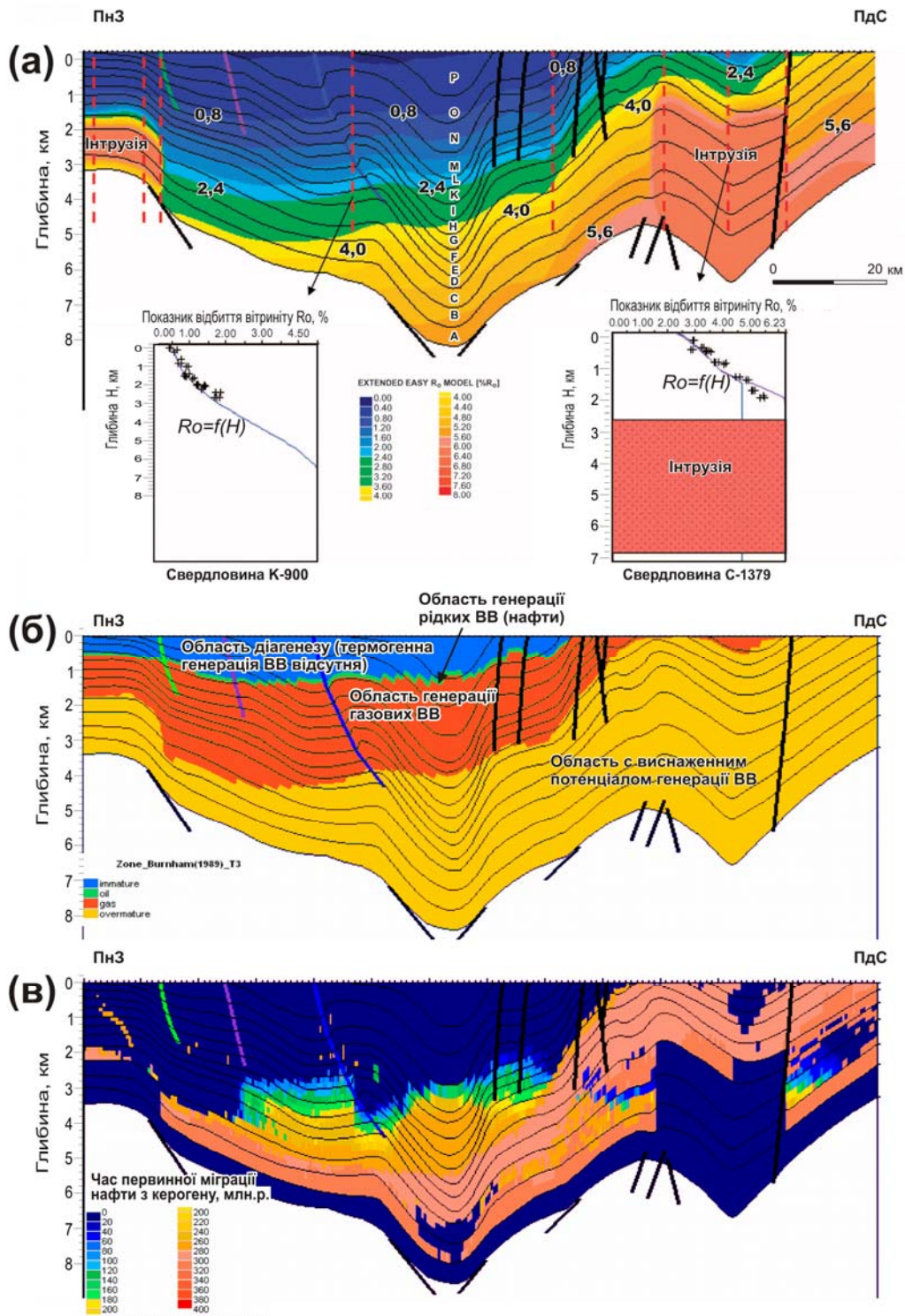


Рис. 2. Модельні реконструкції уздовж профілю *SI*: а) варіацій показника відбиття вітриніту R_o на сучасному етапі розвитку басейну; б) зонального розподілу областей діягенезу, катагенезу, метагенезу й відповідних областей генерації ВВ; в) часу первинної міграції рідких ВВ

За результатами проведених досліджень й інтерполяції отриманих для 6 розрізів модельних результатів побудовано: 1) моделі просторово-часової міграції вуглеводнів (рис. 3); 2) моделі формування ділянок газонасичення (рис. 4); 3) прогнозну мапу сучасного розподілу метанових покладів на глибині – 4 км, що наведена на рис. 5.

Отримані за результатами двохвимірною моделювання параметричні моделі генерації та масопереносу вуглеводневих газів протягом історії геологічного розвитку Донбасу підтверджують припущення щодо існування під складчастими спорудами осьової зони Відкритого Донбасу під Головною антикліналлю зон розущільнення, котрі накопичують вуглеводні [29].

Збереженню кількості метану на великих глибинах сприяли наступні чинники: а) значна потужність вищезалягаючих відкладів, котрі включають велику кількість шарів газонепроникних порід; б) зниження ролі тектонічних порушень як шляхів міграції газу; в) значне зниження впливу гідрогеологічного чинника, коли водоносні горизонти змінюються на газоводоносні, а потім газоносні без ознак пластових вод; г) відсутність техногенного чинника (шахтної дегазації вугільних пластів).

Слід зазначити, що полого, типове для Кальміус-Торецької та Бахмутської улоговин, залягання вугленосних товщ також сприяє утворенню родовищ вуглеводнів у межах глибоких горизонтів донних розущільнених синклінальних структур, котрі екрановано зонами стиснення або пофалдування зсувного генезису у приповерхневій частині. Моноклінально залягаючі вугленосні відклади на крилах Кальміус-Торецької улоговини до глибини 200 м звичайно водонасичені. Метан в цій підзоні активного водообміну (гіпергенезу) – відсутній. На глибинах 200 – 700 м в області поширення вугілля марок Д-Г (зона затрудненого водообміну) метан знаходиться переважно у водорозчиненому стані. До цієї зони приурочені і дрібні газові поклади в структурних пастках, що ускладнюють переважно моноклінальне залягання пластів. Розвідувальними і експлуатаційними роботами підтверджено, що, починаючи з глибин ~700 метрів, водопритливи в шахти суттєво зменшуються: вміщуючі породи стають практично сухими.

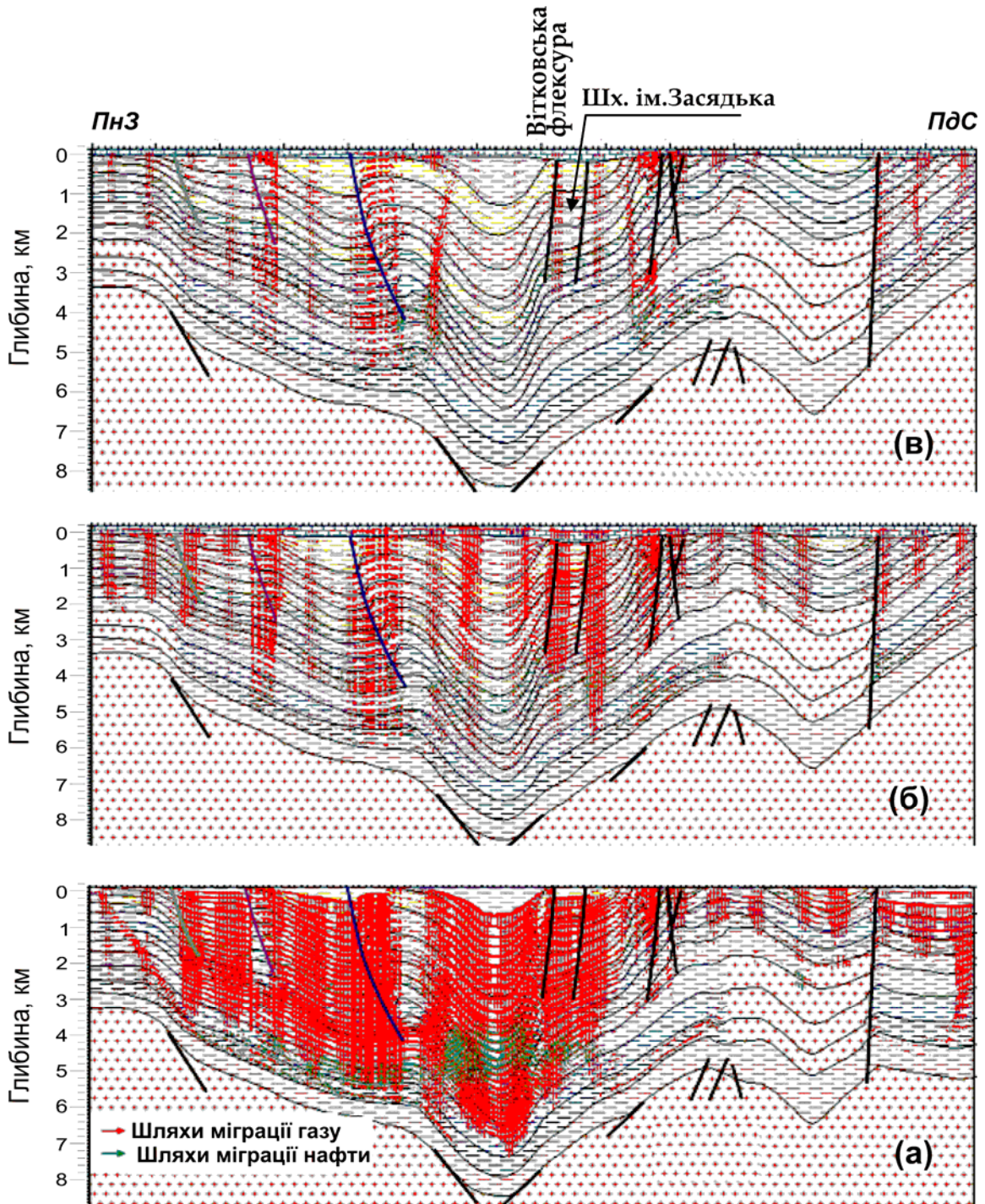


Рис. 3. Модельні реконструкції вздовж профілю *S1* міграції вуглеводнів протягом: а) кам'яновугільного - ранньопермського часу; б) мезозою; в) неотектонічного й сучасного етапу (пізнього кайнозою)

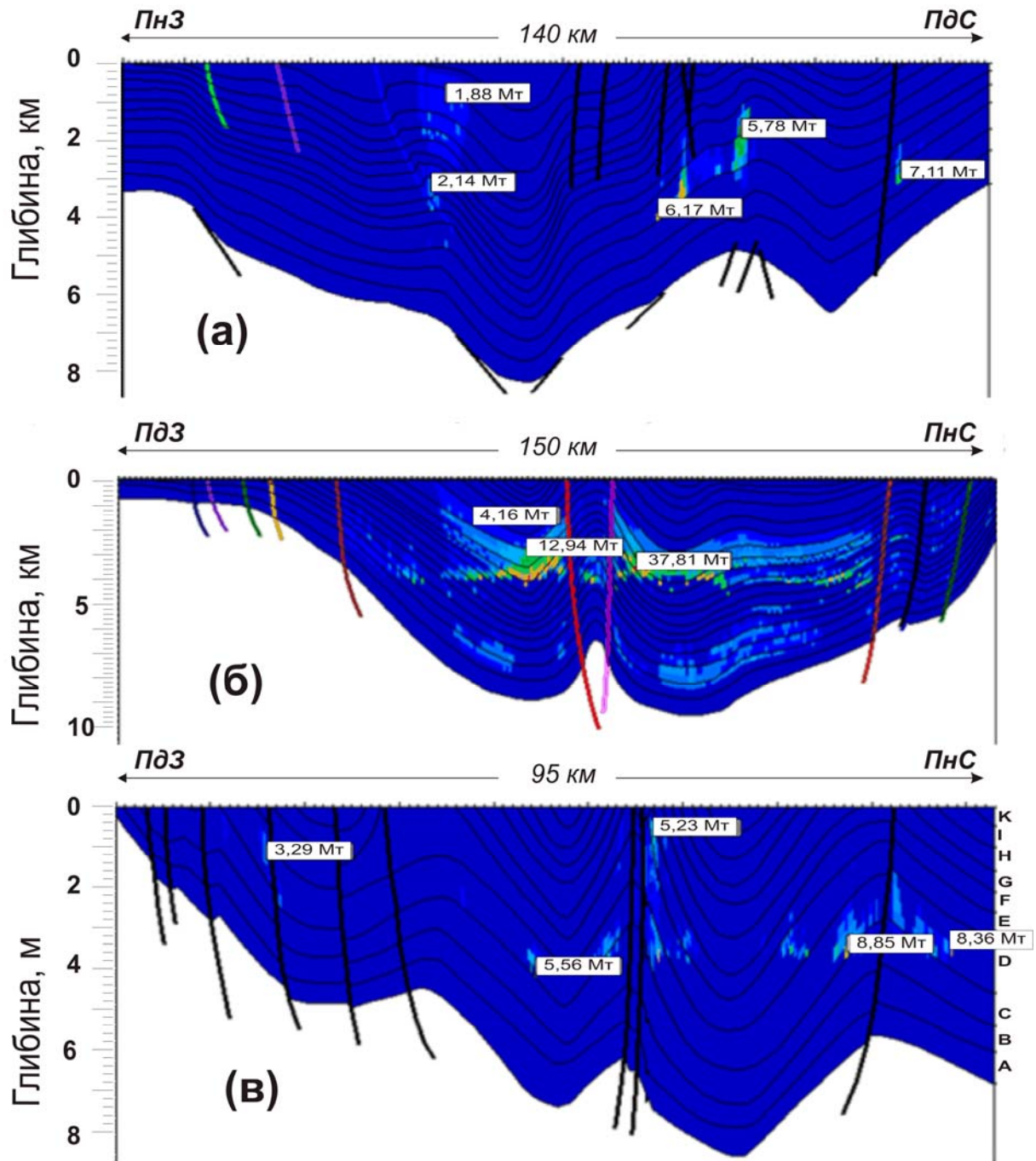


Рис. 4. Сучасний розподіл та обсяги газових покладів за результатами двохвимірного моделювання вздовж профілів: а) *S1*; б) *S2*; в) *S6* (обсяг покладів надано у перерахунку на масу в мегатонах)

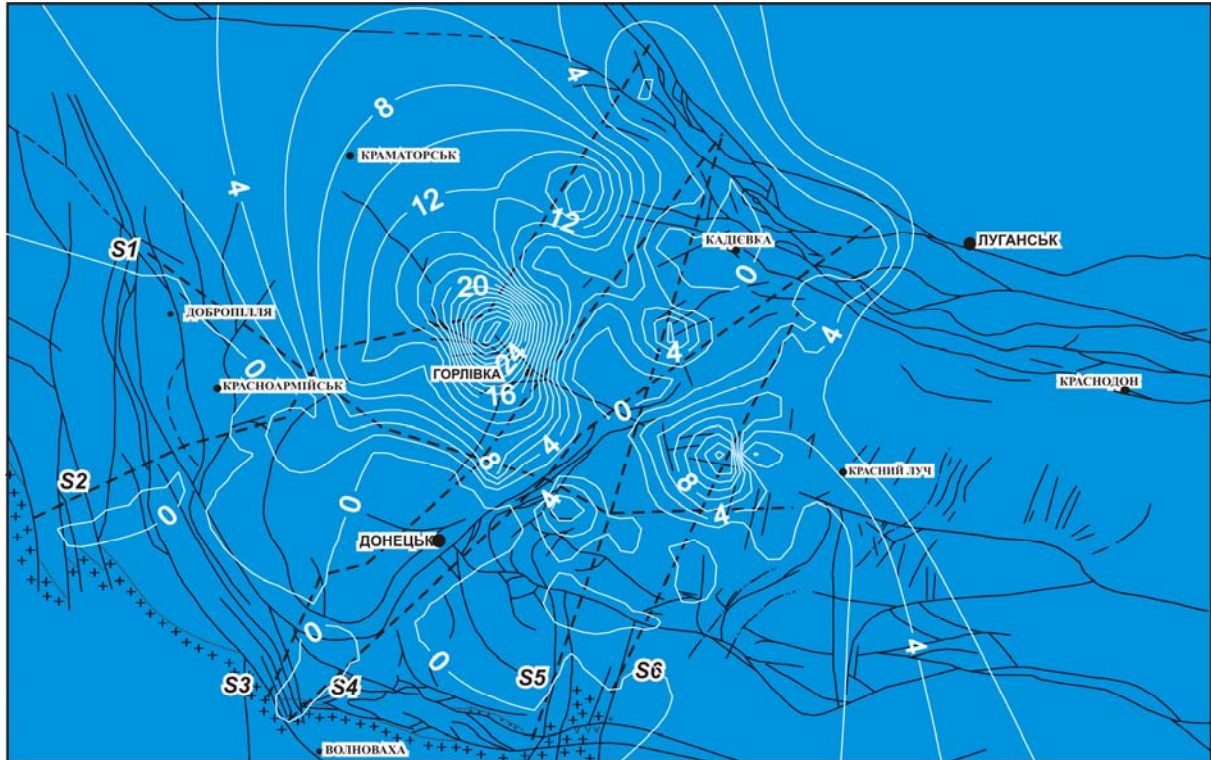


Рис. 5. Прогнозний розподіл газових вуглеводнів у Донецькому басейні на глибині -4 км (обсяг покладів геометризовано у перерахунку на масу в мегатонах)

Це призводить до того, що практично всі вуглевмісні породи містять метан, який в пісковиках локалізовано у відкритих порах та тріщинуватих інтервалах (при цьому їх газоносність на порядок нижче в порівнянні з вугільними пластами), а аргілітах і алевролітах газ в основному зв'язаний в порах, що погано сполучаються, або сорбований розсіяною ОР.

У якісному плані дуже важливим є вплив термогенного розкладу (крекінгу) рідких ВВ, які представлені переважно бітумінозними компонентами. Наявність нафто-, бітумопроявів зафіксовано у вугленосних відкладах, зазнавши помірних значень вуглефікаційних перетворень ОР, на цілому ряді копалень району досліджень («Октябрьський рудник», ім. Засядька, «Чайкіне», ім. Бажанова, ім. Стаханова, ім. Челюскінців та ін.). Отже, результати досліджень [10] демонструють, що це призводить до різкого збільшення обсягів вуглеводневих газів, що генеруються.

Газ, що утворився в результаті крекінгу рідких ВВ, накопичується в сорбованому стані в мікропористій структурі вугілля, а в зонах тектонічних порушень, він також концентрується у вільному стані у відкритому просторі кліважних тріщин вугільних пластів або вміщуючих породах. Евакуації газу з викидонебезпечної зони об'єктивно перешкоджають вага вищезалягаючих порід (літостатичне навантаження) і сучасні горизонтальні тектонічні напруження.

Характерною рисою розподілу потужності еродованих у результаті інверсійних процесів є наявність екстремумів потужності еродованих палеозойських відкладів у центральній частині басейну, що демонструє тенденцію формування складчастості вже на інверсійній стадії. Наші результати підтверджують модель зміни амплітуди інверсії на площі Донецького басейну, яку запропонували Ю. М. Нагорний і В. М. Нагорний [30]. Величина амплітуди інверсії в області Красноармійської монокліналі і Кальміус-Торецької улоговини змінюється від 2 до 3 км. Значно більші значення (> 4 км) і різкий стрибок потужності еродованих відкладів спостерігаються на схід від зони Донецько-Кадіївського глибинного поперечного розлому.

Отже купольно-зсувна структура *РА4* в області її перетину з поперечним Єланчик-Ровеньківським розломом є найбільш підвищеною ділянкою ДСС, де за розрахунками сумарний інверсійний підйом склав 9-11 км. Саме тут за матеріалами аналізу геофізичних полів й аналізу зональності постдіагенетичних перетворень пісковиків на глибинах до 5 км виявлені локальні магматичні осередки, чий вік корелюються із андезитовим-трахіандезитовим магматизмом під час пфальцької фази герцинського тектонічного циклу (границя пермі і тріасу, ~ 250 млн. р.).

Вторинна крейдова інверсія (апліфт), що була накладена на результати підйому території басейну на межі ранній і пізній пермі, могла виявитися причиною цілком повної деметанізації антрацитів в районах, прилеглих до купольно-зсувної структури *РА4*. Повне використання потенціалу генерації вуглеводнів на попередніх стадіях занурення басейну призвело до того, що сорбційна ніша була заповнена вуглекислим газом ендегенного (магматичного) походження, про що свідчать результати ізотопних до-

сліджень вуглецю [14]. Дуже ймовірно, що CO_2 мігрував з мантийних горизонтів або магматичних камер протягом інверсійного підйому сектору *РА4*, що був спричинений лівозсувною активізацією ПДЗ. Враховуючи той факт, що сорбційна ємність вугілля по відношенню до вуглекислого газу в 2-3 рази перевищує аналогічний параметр для метану, ендегенний CO_2 вичавив на цій ділянці термогенний метан і спричинив появу унікального осередку «природного сховища» CO_2 в вугленосних відкладах. Теоретично, навіть після дегазації термогенного метану тут міг утворитися і сорбуватися метан вторинного біогенного походження. Проте, судячи з фактичних результатів визначення хімічного складу газів і формування тут вуглекислотної газохімічної провінції, такий сценарій є маловірогідним.

За результатами моделювання (рис. 5) найбільша маса метанових покладів на глибині – 4 км тяжіє до просторового сполучення Кальміус-Торецької та Бахмутської улоговин у межах слабкоінвертованих на тлі складчастих структур Донбасу пул-апаратів *РА3*, *МА1*, *МА2* (див. рис. 1).

Пул-апарти функціонували протягом геологічного розвитку Донбасу як ділянки дилатаційних і компресійних призсувних ефектів і контролювали темпи формування басейну і наступні інверсійні процеси.

Сектори локального розтягнення, що сформувалися в результаті обертання блоків або призсувних деформацій, генерують поліхронні консидиментаційні «квіткові» структури в осадовому чохлі басейну і стають, за умов тектонотермальної активізації, привабливими місцями для локалізації центрів вулканізму, ефузивних впливів й інтрузивних тіл. За умов правозсувної активізації ПДЗ Донбасу ділянки локального розтягнення в межах пул-апаратів неодноразово ставали областями локалізації магматичних тел. У найбільш великих пул-апартах Донбасу *РА4* і *РА5* (останній знаходиться у Російській Федерації та поза межами рис. 1) локалізовано утворення андезит-трахіандезитового інтрузивного комплексу пфальцької фази тектогенезу, а також юрські Міуський і Керчицький дайкові комплекси лампрофірів. Встановлено [31], що родовища і рудопрояви металів Донбасу тяжіють до ділянок локального розтягнення – своєрідних "вікон", крізь які від-

бувалися теплоперенос і міграція речовини у вигляді флюїдів із глибинних джерел.

Отже за умов кіммерійських та альпійських правозсувних активізацій глибинних розривів, що входять до складу ПДЗ, ці призсувні ділянки відігравали роль своєрідних "вікон", скрізь які відбувалися аномальний теплоперенос і міграція флюїдів із глибинних джерел.

Саме тут (профіль *S2*, рис. 4, б) у межах дилатаційно-розущільнених колекторів Головної та Південної синкліналей геометризовано три ділянки з масою метанових покладів до 55 Мт. Профіль *S1* (рис. 4, а) демонструє положення двох зон метанової акумуляції у близькості до Донецько-Кадіївського глибинного розлому з масами накопичених газових вуглеводнів 5-8 Мт.

Уздовж профілю *S6* (рис. 4, в), що розташовано в антрацитовому масиві Донбасу, визначено три ділянки аномального газонакопичення з масою метанових покладів 5-8 Мт, а саме в південній частині близько до тектонічних порушень, що ускладнюють залягання порід Ряснянської і Чистяковської синкліналей, у зоні Головної антикліналі та на півночі в зоні «квіткових структур» Північної антикліналі.

Як показують результати газового випробування (до 30 – 40 м³/т) і дані фактичної метанозбагаченості шахт (до 100 м³/т) цих районів, у тріщинуватих колекторах донних частин Ряснянської і Чистяковської синкліналей акумульовано значні об'єми метану.

Опрацювання фактичних даних щодо просторового розподілу тектонічної порушеності вугільних пластів і викидів вугілля та газу в Донбасі у комплексі з отриманими результатами щодо сучасної міграції вуглеводневих газів (рис. 3, а) дозволяє стверджувати, що переважна більшість газодинамічних явищ в шахтах Донбасу (викиди вугілля і газу, гірничі удари, динамічні розломи покрівлі і підшви, індуковані акустичні і сейсмічні поштовхи і ін.) є результатом гранично швидкого механічного руйнування гірських порід, що виникає в зонах активної міграції вуглеводневих газів при звільненні аномально високої енергії пружних деформацій, накопиченої в вуглепородному масиві під дією тектонічного поля напружень.

Осередки просторової локалізації викидів вугілля і газу в Донбасі є результатом міграції термогенних газів з глибоких резервуарів, просторове положення яких окреслено за результатами проведеного двохвимірною моделювання. Рис. 3, *a* демонструє, що на сучасному етапі розвитку геологічної структури Донбасу відбувається інтенсивна міграція газових вуглеводнів (переважно метану) з глибин 3 – 5 км. У зоні активного сучасного масопереносу вуглеводнів знаходиться й особливо небезпечна ділянка за проявами газодинамічних явищ - західне крило гірничого відведення шх. ім. О. Засядька.

Поле шахти ім. О. Засядька розташоване в східній частині Кальміус-Торецької улоговини, в зоні її зчленування з Ряснянською та Чистяковською синкліналями і належить до тектонічного блоку, обмеженого із заходу Вітківською, зі сходу Чайкінською флексурами (див. рис. 3.3, *a*), а з півдня – диз'юнктивною системою, що включає Коксовий і Французький насуви. Простягання вугленосної товщі близьке до субширотного, але у районі Вітківської флексури воно різко змінюється на північно-східне (азимут простягання 40-50 °).

Кути падіння порід на виходах пластів і в районі флексурної складки сягають 30-40 °, зменшуючись уздовж занурення в північному і східному напрямках до 5-10 °.

Шахта відноситься до категорії небезпечних по раптових викидах вугілля і газу, суфлярним виділенням метану, вибуховості вугільного пилу. З глибини 600 м до викидонебезпечних віднесені й шари пісковиків. Вугілля пластів l_1 , m_3 схильне до самозагоряння. Відпрацювання пластів k_8 , l_1 , l_4 і m_3 здійснюється на глибинах 770-1400 м.

Абсолютна газоносність шахти 226,8 м³/хв., відносна – 72,8 м³ на тону добового вуглевидобутку. Для управління газовиділенням на шахті ведуться роботи щодо дегазації, через мережу підземних і поверхневих свердловин.

На рис. 6 наведені результати опрацювання матеріалів щодо просторового розподілу газодинамічних явищ й тектонічних порушень у контурі гірничого відведення шх. ім. О. Засядька.

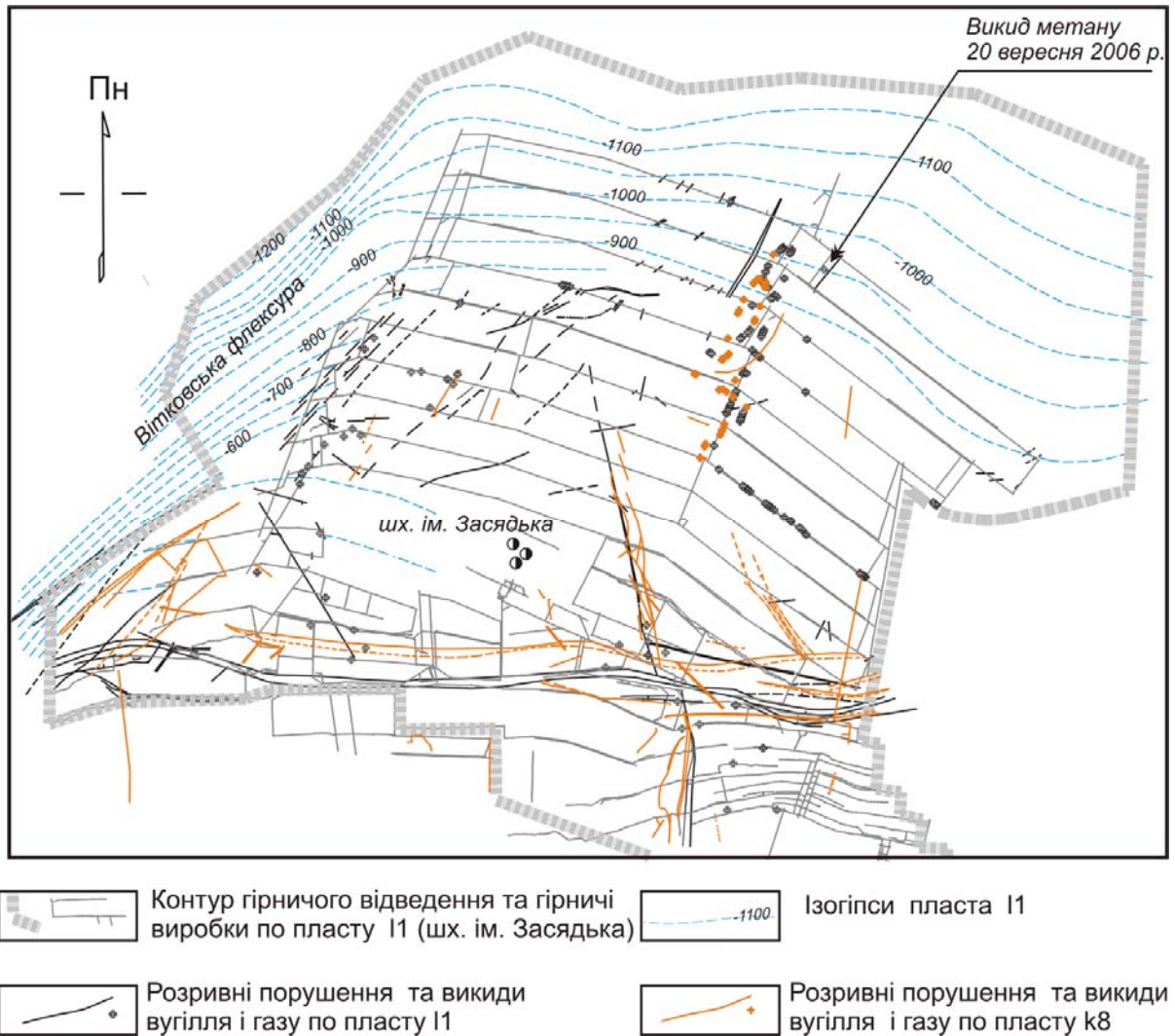


Рис. 6. Просторовий розподіл тектонічної порушенності й викидів вугілля та газу у межах гірничого відведення шх. ім. Засядька за результатами відпрацювання вугільних пластів l_1 та k_8

Локальні ділянки прояву газодинамічних явищ просторово тяжіють до зон концентрованого розвитку тектонічної порушенності (тектоносмуг) зсувного генезису.

Вугільний пласт l_1 потужністю від 1,73 до 2,24 м має складну морфологію і складається з 3-5 вугільних пачок, розділених прошарками аргіліту і пісковіку. Пласт l_1 на значній частині шахтного поля відпрацьований, максимальна глибина розробки складає 1285 м.

13-а східна лава пласта l_1 була здана до експлуатації у вересні 2006 року. На відміну від вищевідпрацьованих лав, ця лава, із-за

відставання підготовчих робіт була підготована по суцільній системі розробки з випередженням конвеєрного штреку не менше 150 м. Довжина лави за час її відробітку змінювалася від 235 до 245 м.

При відході 13-ої східної лави пласта l_1 від монтажної печі на 5 м 20 вересня 2006 р. на цій ділянці відбулася аварія, в результаті якої загинуло 13 шахтарів, а 62 працівника було шпиталізовано. Причиною аварії виявилось виділення в гірничий простір ділянки за 4 години більше 100 тис. м³ метану. За висновками Державної комісії метан виділявся з двох джерел: із 13-ої східної лави в результаті раптового зсуву порід покрівлі, який викликав розвиток тріщин і катастрофічне виділення метану з газоносного вуглепородного масиву, а також з виробленого простору вище відпрацьованих лав, унаслідок зрушення великої маси порідного масиву. З нашої точки зору, величезний обсяг метану, що виділився, зумовлено: 1) активною міграцією термогенних вуглеводневих газів з глибоких розущільнених осередків у відкладах карбону до прилеглих до вугільного пласта колекторних горизонтів; 2) локалізацією газового скупчення в прилеглих до вугільного пласта колекторних горизонтах та тектонічних пастках системою насувних дуплексів (тобто насувних пластин, що практично зникають або виположуються поза межами пластичних шарів вугілля) в контурі наскрізної субвертикальної правозсувної тектоносути північно-східного простягання; 3) втручанням гірничих робіт, що викликало перерозподіл напруг в призабійній частині і зіграло роль спускового гачка, що ініціювало лавиноподібний процес руйнування масиву з паралельним декомпресійним звільненням газових покладів.

Результати досліджень, приведені в цій публікації, дозволяють сформулювати **висновок** про те, що газодинамічні явища на регіональному рівні концентруються в межах ділянок сучасної міграції вуглеводневих газів з глибоких осередків у відкладах карбону, просторове положення яких визначено за результатами проведеного двохвимірною моделювання палеотемпературних, газогенераційних режимів та міграції вуглеводневих газів у вугленосній товщі Донбасу.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Узіюк В.І., Бик С.І., Ільчишин А.В., Шевчук О.М. Дослідження газогенераційного потенціалу кам'яновугільних басейнів України // Геотехн. механіка. – 2002. – Вып. 32. – С. 123 - 127.
2. Лизун С.О., Іванців О.Є., Дудок І.В., Наумко І.М., Кухар З.Я. Закономірності розподілу метану у кам'яновугільних басейнах України та перспективи його видобутку та використання // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2001. – № 2. – С. 122 - 127.
3. Привалов В.А. Метан в угленосной толще Донбасса: геологические аспекты генерации, миграции и условия сохранности // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2002. – № 2. – С. 65- 83.
4. Thielemann, T., Lücke, A., Schleser, G.H., Littke, R. Methane exchange between coal-bearing basins and the atmosphere: the Ruhr Basin and the Lower Rhine Embayment, Germany // *Org. Geochemistry*. – 2000. – Vol. 31. - P. 1387–1408.
5. Вассоевич Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти // Известия АН СССР. Сер. “Геология”. - 1967. - № 11. - С. 135-156.
6. Tissot B.T., Welte D.H. *Petroleum Formation and Occurrences*. – Berlin: Springer, 1984. – 699 p.
7. Анциферов А.В., Тиркель М.Г., Хохлов М.Т., Привалов В.А., Голубев А.А., Майборода А.А., Анциферов В.А. Газоносность угольных месторождений Донбасса. – К.: Наук. думка, 2004. – 232 с.
8. Привалов В.А., Изар А., Саксенхофер Р., Анциферов В.А. Биомаркеры углей и условия формирования углеводородов в Донецком бассейне // Наук. вісник НГУ, 2003. – № 6. – С. 42 - 46.
9. Izart A., Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Elie M., Panova E., Antsiferov A., Alsaab D., Rainer T., Sotirov A., Zdravkov A., Zhykalyak M.V. Stratigraphic distribution of macerals and biomarkers in the Donets Basin: Implications for paleoecology, paleoclimatology and eustasy // *Intern. Journ. of Coal Geology*– 2006. – Vol. 66. - P. 69-107.
10. Привалов В.А., Саксенхофер Р.Ф., Изар А. Генетическая идентификация метана и геологическая природа выбросоопасности угольных пластов Донбасса // Наук. праці ДонНТУ: Серія

- гірн. – геолог. – 2004. – Вип. 72. – С. 175-184.
11. Лепігов Г.Д., Орлів С.І., Гулій В.М. Концентрація вуглеводів в Донбасі в світлі абіогенної теорії їх генезису // Геолог України. – 2008. – № 3. – С. 73 - 79.
 12. Таранік О. О., Канін В. О., Тихоліз О. М. Дослідження складу і шляхів міграції газів в гірничі виробки шахт ім. О. Ф. Засядька та «Щеглівської-Глибокої» // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2008. – Вип.2. - С. 146-155.
 13. Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Izart A., Elie M., Kortensky J., Panova E.A., Sotirov A., Zhykalyak M.V. Petrography and geochemistry of Carboniferous coal seams in the Donets Basin (Ukraine): implications for paleoecology // Intern. Journ. of Coal Geology. – 2003. – Vol. 55. – P. 259-259.
 14. Alsaab D., Elie M., Izart A., Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Suarez-Ruiz D., Panova E.A. Distribution of thermogenic methane in Carboniferous coal seams of the Donets Basin (Ukraine): "applications to exploitation of methane and forecast of mining hazards" // Intern. Journ. of Coal Geology. – 2009. – Vol.78. – No. 1, p. 27-37.
 15. Привалов В.А., Изар А., Саксенхофер Р., Жикаляк Н.В., Панова Е.А. Нефтегазогенерационный потенциал углей Донбасса по результатам термолитической газовой хроматографии // Геолог України. – 2003. – № 3-4. – С. 56 - 59.
 16. Privalov V.A., Izart A., Sachsenhofer R.F., Antsiferov V.A., Panova E.A. Pennsylvanian Source Rocks from the Donets Basin (Ukraine) // Extended abstracts of EAGE 67th Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13-16 June 2005. – 6 p.
 17. Привалов В.А., Анциферов В.А., Панова Е.А., Изар А., Саксенхофер Р.Ф. Параметризация органического вещества газоматеринских толщ Донецкого бассейна // Наукові праці ДонНТУ: Серія гірн. – геол. – 2005. – Вип. 96 . – С. 137-145.
 18. Привалов В.О., Панова О.А., Изар А., Альсааб Д. Результаты экспериментальных исследований газогенерационных свойств углели Донбассу // Наукові праці УкрНДМІ НАН України. – 2009. – Вип. 5. - С. 344-357.
 19. Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Zhykalyak M.V., Bueker C., Panova E., Rainer T., Shymanovskyy V.A., Stephenson R. The

- Donets Basin (Ukraine/Russia): Coalification and thermal history // *International Journal of Coal Geology*. – 2002. – Vol. 49. – P. 33-55.
20. Privalov V.A., Sachsenhofer R.F., Panova E.A., Antsiferov V.A. Coal Geology of the Donets Basin (Ukraine/Russia): An overview // *BHM (Springer Verlag)*. – 2004. – Vol. 149. – N 6. – P. 212-222.
 21. Spiegel C., Sachsenhofer R.F., Privalov V.A., Zhykalyak M.V., Panova E.A. Thermotectonic evolution of the Ukrainian Donbas Foldbelt: evidence from zircon and apatite fission track data // *Tectonophysics*. – 2003. – Vol. 383. – P. 193 – 215.
 22. Привалов В.А, Саксенхофер Р., Шпигель К., Панова Е.А, Жикаляк Н.В. Перспективы обнаружения залежей постинверсионного метана в Донбассе: результаты анализа фишн-трековых данных // *Уголь Украины*. – 2004. – № 9. – С. 12-17.
 23. Кабышев Б.П., Кабышев Ю.Б., Кривошеев В.Т., Пригарина Т.М., Ульмишек Г.Ф. Нефтегазогенерационные свойства пород палеозоя Днепровско-Донецкой впадины по данным пиролиза на установке РОК-ЭВАЛ // *Доповіди Національної академії наук України*. –1999. –№ 12. – С.112-117.
 24. Кабышев Ю.Б. Перспективность Днепровско-Донецкой впадины на газ центральнобассейнового типа // *Геология нефти и газа*. –2002. –№ 1. – С.31-36.
 25. Privalov V.A., Panova E.A., Izart A., Sachsenhofer R.F., Alsaab D. Delineation of CBM prospective sites and predictive model of methane trapped in the Donets basin // *Геолог України*. – 2009. – № 3. – С. 64 - 68.
 26. Горягина Т.А. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности олигоценых отложений Центрального и Восточного Предкавказья. Автореф. дис... канд. геол. –мин. наук. – Ставрополь, 2005. – 27 с.
 27. Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Reischenbacher D., Shymanovskyy V.A. Paleozoic Source Rocks in the Dniepr-Donets Basin, Ukraine // *Extended abstracts of the 71st EAGE Conference, Amsterdam, The Netherlands, 8 - 11 June 2009*. – P174. – 5 p.
 28. Шумлянський В.О., Деревська К.І, Дудар Т.В., Івантишина О.М., Субботін А.Г., Безугла М.В., Александров О.Л. Літо-

- генез і гіпогенне рудоутворення в осадових товщах України. – К.: Знання України, 2003. – 272 с.
29. Радзівілл А.Я. Роль структур стиску і розтягу різних рангів у перерозподілі речовини і енергії тектоносфери та в формуванні покладів корисних копалин // Наук. пр. ІФД – К.: Логос, 2005. – С. 11-20.
30. Нагорный Ю.Н., Нагорный В.Н. Особенности геологического развития Донецкого бассейна // Геотектоника - 1976. – № 1. – С. 74-86.
31. Привалов В.А., Панова Е.А., Азаров Н.Я. Тектонические фазы в Донецком бассейне: пространственно-временная локализация и характер проявления // Геология і геохімія горючих копалин. -1998. – № 4. – С. 11-18.