https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2024.2.300093

УДК 553.93/.97+552.578.2.061.3 (477)

Парагенетичні зв'язки вугленосних та нафтогазоносних формацій (на прикладі Доно-Дніпровського прогину)

А.В. Іванова*, В.Б. Гаврильцев

Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна

Paragenetic relations of coal-bearing and oil- and gas-bearing formations (example of the Don-Dnieper trough)

A.V. Ivanova*, V.B. Gavryltsev

Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine, Kyiv, Ulraine

E-mail: ariadna.v.ivanova@gmail.com, https://orcid.org/0000-0001-6540-5605; gavriltsev@gmail.com, https://orcid.org/0000-0002-4234-2282

***Corresponding author / Автор для кореспонденції:** A.V. Ivanova, ariadna.v.ivanova@gmail.com

Received / Надійшла до редакції: 20.06.2023

Received in revised form / Надійшла у ревізованій формі: 10.05.2024

Accepted / Прийнята: 05.06.2024

Keywords: coal bearing; oil and gas bearing; paragenetic connections; vitrinite; liptinite; hydrocarbons.

Ключові слова: вугленосність; нафтогазоносність; парагенетичні зв'язки; вітриніт; ліптиніт; вуглеводні.

The relationship between coal-bearing and oil-and-gas-bearing formations is a fundamental problem in geology. The aim of this study is to determine the paragenetic relationships between hydrocarbons with coal-bearing sediments. This is achieved through the analysis of hydrocarbon composition, hydrocarbons deposits distribution, connection with petrographic types and degree of coalification of the coal in the Don-Dnieper trough. It provides various examples of the coexistence and palaeogeographic connectivity of coal, oil, and gas-bearing formations, which is a widespread occurrence in many basins worldwide. During both peat accumulation and the transformation of organic matter from peat to coal, the Don-Dnieper trough was located in the equatorial range of paleo-latitudes. This observation is significant because it sheds light on the conditions that existed during the formation of coal in this region. This text describes the petrographic composition and degree of coalification of the concentrated and scattered organic matter in the Don-Dnieper trough. These characteristics determine the formation of liquid and gaseous hydrocarbons. Based on the distribution of hydrocarbon deposits in the Don-Dnieper trough, and their consistency with petrographic coal types and degree of coalification, carboniferous deposits are classified into several categories: coal-bearing, gas-carbon-bearing, coal-gas-bearing, gas-bearing, oil-gas-bearing, gas-oil-bearing, oil-bearing, and limited oil-bearing. The distribution of coal deposits of a certain age, the degree of coalification, and the composition of organic matter are consistent with the presence of liquid or gaseous hydrocarbons. The additional data obtained strongly support the concept of a paragenetic connection between coal-bearing and hydrocarbon-containing formations.

© Видавець Інститут геологічних наук НАН України, 2024. Стаття опублікована за умовами відкритого доступу за ліцензією CC BY-NC-ND (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

© Publisher Institute of Geological Sciences of the NAS of Ukraine, 2024. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

Цитування: Іванова А.В., Гаврильцев В.Б. Парагенетичні зв'язки вугленосних та нафтогазоносних формацій (на прикладі Доно-Дніпровського прогину). *Геологічний журнал*. 2024. № 2 (387). С. 63–80. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2024.2.300093

Citation: Ivanova A.V., Gavryltsev V.B. 2024. Paragenetic relations of coal-bearing and oil- and gas-bearing formations (example of the Don-Dnieper trough). *Geologičnij žurnal*, 2 (387): 63–80. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2024.2.300093

Вступ

Питання парагенетичних зв'язків вугленосних та нафтогазоносних формацій – це одна з фундаментальних проблем геології, яка має як теоретичне, так і велике практичне значення.

Генетичний зв'язок вуглеводневих газів з вугіллям та їх метаморфогенне походження встановлені і не викликають особливих питань (Вассоевич, 1977; Штах и др., 1978; Брижанев, Галазов, 1983; Ермаков, Скоробогатов, 1984; Аммосов и др., 1987; Еремин, Гагарин, 1998; Іванова, 2001; та ін.). Зокрема, метаморфогенний (термогенний) генезис метану Донецького басейну переконливо доведений на підставі аналізу хімічного та ізотопного складу горючих газів, відібраних з вугільних пластів Південно-Західного Донбасу (Привалов и др., 2004, 2010).

Разом з тим з'являється все більше свідчень, що гумусове вугілля є генератором не тільки газоподібних, але і рідких вуглеводнів (ВВ). Вагомим аргументом на користь цієї тези є наявність нафтопроявів у різних вугільних басейнах світу (Littke, Ten Haven, 1989; Wilkins, George, 2002; Yalçın et al., 2002; Sykes et al., 2014 та ін.). Зокрема, нафто- та бітумопрояви зафіксовані у вугленосних відкладах ряду шахт Південно-Західного Донбасу з помірними значеннями вуглефікаційних перетворень органічної речовини (ОР). Як газові, так і нафтові родовища карбонового віку відомі на півночі та північному заході Донбасу, наявність нафто-газопроявів зафіксована по всій площі Західного Донбасу (Атлас..., 1998; Петрологический..., 2006; Привалов и др., 2010; Жикаляк и др., 2012 та ін.).

Мета роботи – з'ясувати наявність парагенетичних зв'язків вуглеводневих родовищ з вугленосними відкладами на підставі аналізу складу ВВ, характеру розподілу їх покладів і сполученості з петрографічними типами та ступенем вуглефікації вугілля Доно-Дніпровського прогину (ДДП).

Матеріалом для статті слугували напрацювання авторів з вітринітової термометрії у рамках вивчення палеогеотермічного та палеотектонічного режиму регіону, катагенетичних перетворень порід і вугілля та його генераційної здатності (Іванова, 2001, 2006; Іванова, Зайцева, 2012; Иванова, Гаврильцев, 2021; Ivanova, Gavryltsev, 2022 та ін.), а також літературні дані про характеристики та розташування вуглеводневих родовищ (Атлас..., 1998 та ін.). Були використані вуглепетрографічні, вітринітової термометрії, статистичні методи. Моделювання палеообстановки виконано за допомогою інструментарію PALEOMAP Project (Scotese, 2016).

Залежність вуглеводневої генерації від ступеня катагенезу ОР. ОР, як сконцентрована у вугільних пластах (концентрована – КОР), так і розсіяна в породах (РОР), здатна генерувати ВВ. У результаті накопичення осадків і тектонічного занурення осадових порід відбувається підвищення температури – основного фактора метаморфогенного перетворення ОР, що супроводжується утворенням вуглеводневих газів (Вассоевич, 1977; Брижанев, Галазов, 1983; Ермаков, Скоробогатов, 1984; Еремин, Гагарин, 1998; Іванова, 2001, 2006; Привалов и др., 2010; Иванова, Гаврильцев, 2021 та ін.).

При вуглефікації, крім летких продуктів, ОР генерує і високомолекулярні органічні сполуки, тобто має не тільки газо-, а й нафтоматеринський потенціал (Косенко, Левенштейн, 1968; Штах и др., 1978; Тиссо, Вельте, 1981; Неручев, Рогозина, 1992; Gürdal, Yalçın, 2000; Yalçın et al., 2002; Van Koeverden et al., 2010; Kalinowski, Gurba, 2020). Утворення нафтоподібних продуктів спостерігається в діапазоні вуглефікації від довгополуменевого (Д) до жирного та перехідного до коксівного (Ж–ЖК) вугілля з показником R^o відбиття вітриніту (ПВВ) – 0,5–1,3 % (Штах и др., 1978; Анциферов и др., 2004; Van Koeverden et al., 2010). За даними В.В. Касьянова зі співавторами (Касьянов и др., 1999), які вивчали вугленосні відклади нижнього карбону на продовженні Західного Донбасу в межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), рідкі ВВ розповсюджені у відкладах карбону з вугіллям низької та середньої стадій вуглефікації від довгополуменевого (Д) та газового (Г) до Ж–ЖК. У відкладах з вугіллям марок від коксівного (К) до пісного (П) рідкі ВВ трапляються зрідка, а в антрацитах (А) і напівантрацитах (нА) взагалі не виявлені.

Вуглеводневий газ генерується у всьому діапазоні метаморфогенного перетворення кам'яного вугілля з максимумом в області розвитку вугілля Ж та коксівного (К) з ПВВ 1,3–1,8 % (Штах и др., 1978; Еремин, Гагарин, 1998; Касьянов и др., 1999; Анциферов и др., 2004).

Проте високою метаноносністю характеризується і більш високометаморфізоване вугілля аж до нА та низькометаморфізованих А (Анциферов и др., 2004). Зростання газоносності з підвищенням метаморфізму пояснюється не тільки генерацією ОР метаморфогенних газів,

а і властивостями вугілля як газовмісного середовища (Забигайло, Широков, 1972; Эттингер, Еремин, 1980; Еремин, Гагарин, 1998; Flores, 1998; Іванова, 2001; Архипов и др., 2003; Іванова, Зайцева, 2018 та ін.). У ряді метаморфізму сорбційна газоємність зростає від вугілля низьких стадій метаморфізму до вищих, що пояснюється його природною активацією та зміною дисперсних показників (співвідношення розміру та характеру пор і ендогенної тріщинуватості) (Эттингер, Еремин, 1980). Зростання кількості газу на пізніх стадіях катагенезу пояснюється не тільки зміною порової структури вугілля, а і деструкцією рідких ВВ, які стають додатковим джерелом газу (Архипов и др., 2003).

В найбільш метаморфізованих А метаноносність знижується до повної її відсутності, що пояснюється розкладенням метану та утворенням при взаємодії з водою вуглекислого газу і водню (Забигайло, Широков, 1972; Эттингер, Еремин, 1980; Брижанев, Галазов, 1983). Щодо форм знаходження газу у вугіллі, то він може перебувати у стані вільному, сорбованому та клатратному (газогідратному). Вільний газ займає поровий простір (крупні мікропори, макропори, мікротріщини), кількість газу в якому залежить від тиску та температури гірського масиву. Основна кількість газу утримується в мікропорах (менше 10 мкм) у сорбованому та клатратному стані. Надлишкові об'єми мігрують та накопичуються в зонах розвантаження, якими є зони розломів, склепіння антикліналей, колекторські горизонти. При наявності екранованої пастки можуть створюватися невеликі газові родовища (Анциферов и др., 2004).

Залежність генерації ВВ від петрографічного складу вугілля. Генерація ВВ залежить не тільки від елементного складу вугілля, який пов'язаний зі ступенем термічної зрілості ОР, але і від складу його мікрокомпонентів. З позиції генерації метану мікрокомпоненти гумусового вугілля створюють ряд, в якому максимальним газоутворюючим потенціалом відзначаються вітриніт і ліптиніт (Бартошинська та ін., 2002; Іванова, Зайцева, 2018 та ін.). Основна генерація вуглеводневих газів починається для цих мікрокомпонентів з вугілля стадії Ж (ПВВ – 0,85 %) (Еремин, Гагарин, 1998). Причому вітриніт, що відноситься до III типу керогену, генерує, за даними (Тиссо, Вельте, 1981), максимум легких ВВ. Це підтверджується значною кореляційною залежністю між природною метаноносністю та вмістом у пробах мацералів групи вітриніту (Іванова, 2001; Привалов и др., 2004; Іванова, Зайцева, 2012). За даними (Касьянов и др., 1999), при метаморфізмі карбонового вугілля ДДЗ кларенового складу, збагаченого компонентами групи вітриніту, відбувається газоутворення.

Але, як показали численні дослідження, вітриніт генерує також і рідкі ВВ. За даними (Littke, Ten Haven, 1989), вітриніт генерує меншу кількість рідких продуктів з дещо іншим молекулярним складом. У даному разі варто відзначити значну роль в генераційних і сорбційних властивостях ступеня відновленості вугілля, який проявляється якісною відмінністю вітриніту у вугіллі одного і того же ступеня метаморфізму. Колір вітриніту відновленого вугілля є більш яскравим, а збереженість рослинної структури краща. Відновлене вугілля порівняно з невідновленим характеризується більшим виходом летких, більшим вмістом водню і вуглецю та меншим – кисню (Игнатченко и др., 1979; Петрологический..., 2006). У світі поняття відновленості не використовується, увага зосереджується на ступені збагаченості вітриніту воднем. Констатується, що збагачений воднем вітриніт має підвищений потенціал для генерації рідких ВВ (Wilkins, George, 2002; Привалов и др., 2004; Petersen, 2006; Van Koeverden et al., 2010).

Максимальні бітумогенераційні і газоматеринські можливості має ліптиніт (II тип керогену), який генерує як газоподібні, так і більш важкі ВВ (нафту та жирні гази) (Тиссо, Вельте, 1981; Ермаков, Скоробогатов, 1984; Mukhopadhyay et al., 1991; Бартошинська та ін., 2002; Yalçın et al., 2002; Привалов и др., 2004; Van Koeverden et al., 2010; Скоробогатов, 2019).

Відносно нафтогенеруючого потенціалу різних компонентів групи ліптиніту дані досить суперечливі. За (Wilkins, George, 2002), такі мацерали, як альгініт, кутиніт і суберініт, більш схильні до утворення нафтопродуктів, ніж спориніт і резиніт. Проте наводяться дані про наявність нафтогенераційного потенціалу спориніту карбонового вугілля таких регіонів, як Донбас, ДДЗ, південна частина Норвезького Баренцева моря (Касьянов и др., 1999; Привалов и др., 2010; Van Koeverden et al., 2010).

За рахунок сапропелевої частини ОР також зростає частка гомологів метану та рідких ВВ (Mukhopadhyay et al., 1991).

Щодо генеруючих властивостей інертиніту висновки дослідників досить неоднозначні.

За даними (Эттингер, Еремин, 1980), генерація газів для інертиніту розпочинається на стадії нА. Інші науковці (Бартошинська та ін., 2002) вважають, що інертиніт завдяки клітинній будові і відповідно високій внутрішньофрагментарній пористості акумулює вільні гази, генеровані іншими мікрокомпонентами, а згодом, зі зміною термобаричних умов, легко їх віддає.

Мікрокомпоненти вугілля відрізняються і за своїми сорбційними властивостями. Дослідження карбонового вугілля басейну Зонгулдак (на північному заході Туреччини) показало, що адсорбційна здатність вугілля зростає зі збільшенням вмісту вітриніту, ліптиніту та зменшенням вмісту інертиніту. Багате вітринітом вугілля має підвищену питому поверхню, а отже, підвищену газопоглинальну здатність (Gürdal, Yalçın, 2000; Yalçin et al., 2002). За даними (Бартошинська та ін., 2002), максимальною сорбційною ємністю характеризується вугілля, яке складене не менше, як на 75 % з вітриніту і семівітриніту.

Палеогеографічна сполученість вугленосних і нафтогазоносних басейнів. Співіснування та палеогеографічна сполученість вугленосних та нафтогазоносних формацій різного віку відзначається для багатьох басейнів світу та широко проявляється на Північно- і Південно-Американському та Євразійському континентах (Егоров, 1975; Wilkins, George, 2002; Тимофеев А.А., Тимофеев В.А., 2004; Скоробогатов, 2019 та ін.). За даними, наведеними в роботах (Геология..., 1973, 1978; Матвеев, 1979; Нефтяные..., 1987; Высоцкий и др., 1990; Ahlbrandt et al., 2000; Charpentier et al., 2008; Tewalt et al., 2008; Bird et al., 2013; Zhang et al., 2015; Shao et al., 2020; Opluštil, Schneider, 2023), авторами побудована карта розподілу вугленосних басейнів карбону та сполучених з ними нафтогазоносних басейнів і провінцій (рис. 1).

Дослідники, які провели палеоширотний аналіз як для материнських порід, так і для порід-колекторів (Irving et al., 1974), встановили, що понад 80 % усієї нафти фанерозою знаходиться в породах-колекторах із палеоширотною прив'язкою меншою 30°, а понад 60 % – в безпосередній близькості від екватора. Таке саме розташування справедливе й для нафтоматеринських порід. Тобто палеоседиментаційні басейни, як під час накопичення нафтоматеринських порід, так і на час дозрівання ОР, коли вона могла генерувати ВВ, знаходилися в приекваторіальному діапазоні широт. Автори згаданого дослідження шкодують щодо відсутності на той час досконаліших карт тектонічних плит, які б дозволили реконструювати зміщення земної кори на час до крейдяного періоду. Ці дослідники виділяють чотири групи

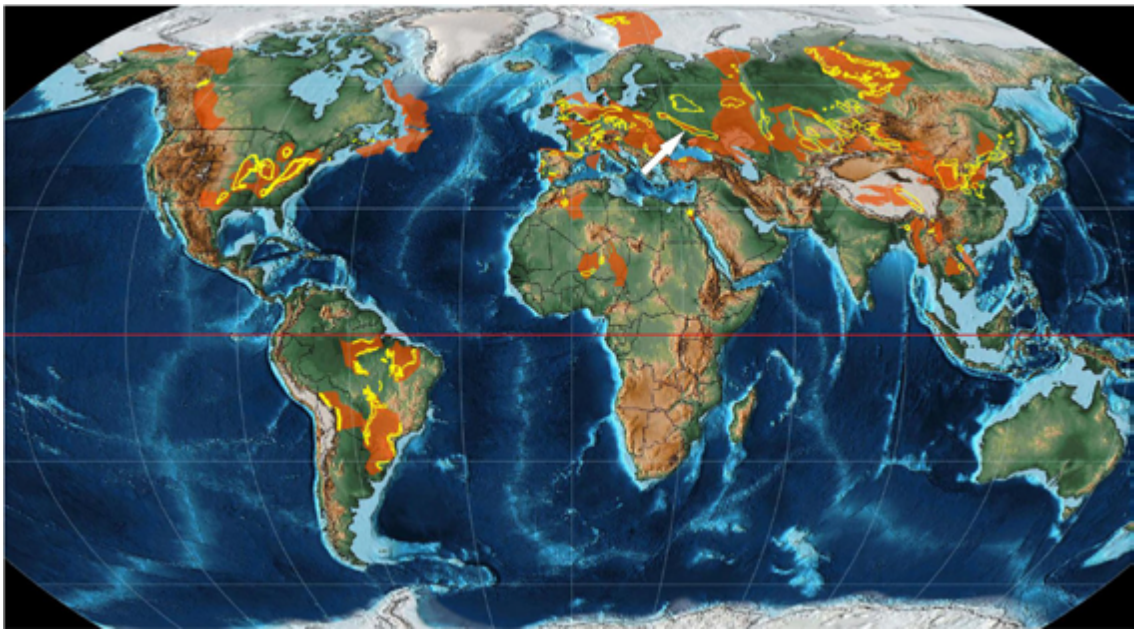

Рис 1. Розподіл вугленосних басейнів карбону (жовтий контур) та сполучених з ними нафтогазоносних басейнів та провінцій (помаранчева заливка). Стрілка вказує на місце знаходження Доно-Дніпровського прогину

Fig. 1. Distribution of Carboniferous coal-bearing basins (outlined in yellow) and associated oil and gas-bearing basins and provinces (filled in orange). The Don-Dnieper depression is indicated by the arrow. (Constructed in the PALEOMAP Project (Scotese, 2016) using data from (Golitsyn et al., 1973; Pogrebnov et al., 1978; Matveev, 1979; Maksimov, 1987; Vysotsky et al., 1990; Ahlbrandt et al., 2000; Charpentier et al., 2008;' Tewalt et al., 2008; Bird et al., 2013; Zhang et al., 2015; Shao et al., 2020; Opluštil, Schneider, 2023))

факторів, що визначають виникнення ВВ, зокрема нафти: (1) клімат (особливо температура), (2) мінеральні поживні речовини, (3) тектонічні фактори, що контролюють початкове формування басейну, та (4) тектонічні фактори, що контролюють збереження нафти. Причому всі ці фактори детерміновані тектонікою літосферних плит.

Моделювання палеообстановки за допомогою інструментарію PALEOMAP Project (Scotese, 2016) показало, що як на початку, так і наприкінці карбону більшість виділених нами вугленосних та нафтогазоносних площ були сконцентровані в палеоширотному діапазоні ±30° (рис. 2, 3). Виняток становили басейни азійські (Сибіру, Казахстану, Китаю) та Південної Америки. ДДП знаходився в приекваторіальному діапазоні палеоширот як під час торфонакопичення, так і після перетворення ОР торфу у вугілля (від Б до А) з відповідним вуглеводневим потенціалом. При цьому спостерігалися всі визначальні фактори виникнення ОР та ВВ: екваторіальний чи субекваторіальний клімат, що сприяв розквіту тропічних заболочених лісів кам'яновугільного періоду та відкладанню евапоритів ранньої пермі з утворенням якісних покришок; мінеральні поживні речовини, в тому числі у вигляді вулканічного попелу, джерелом якого могли бути центри вулканічної діяльності Північного Кавказу (Тектоника..., 1951; Ivanova, Zaitseva, 2022); тектонічний розвиток прогину забезпечив формування структур, локалізацію та збереження покладів ВВ, за винятком відкритого Донбасу (Забигайло, Широков, 1972; Іванова, 2001; Анциферов и др., 2004; Привалов та ін., 2010 та ін.). Вихід басейну за межі приекваторіального поясу здійснився лише в пізньому тріасі (232,9 млн років).

Взаємообумовленість утворення рідких і газоподібних ВВ у вугленосних відкладах ДДП. У прогині просторово поєднуються вугленосні та нафтогазоносні родовища, розподіляючись зонально в залежності від типу та ступеня вуглефікації ОР вмісних порід. Вугленосні відклади підстеляють нафтогазоносні, а продуктивні комплекси закономірно переходять один в одний по площі.

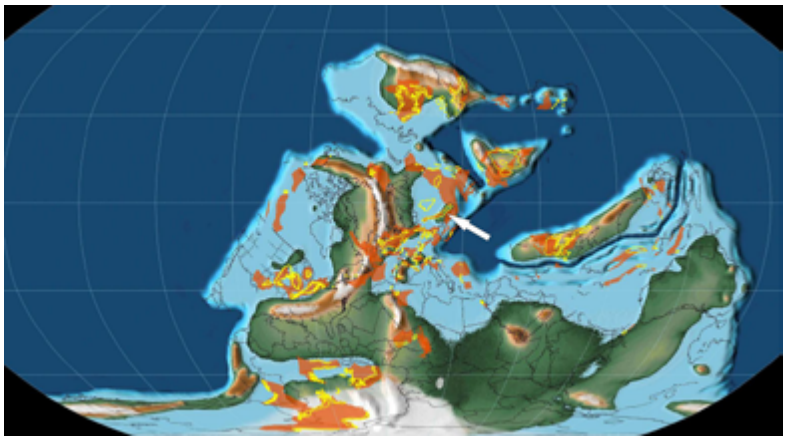

Рис. 2. Розподіл вугленосних (жовтий контур) і нафтоносних (помаранчева заливка) басейнів у ранньому карбоні (359,2 млн років). Кольорова гамма відображає палеотопографічні/палеобатиметричні відмітки: синій колір – океан; відтінки блакитного – шельф, зеленого – низини, коричневого – височини-нагір'я; білий колір – високогір'я

Fig. 2. Distribution of coal-bearing (outlined in yellow) and oil-bearing (filled in orange) basins in the Early Carboniferous (359.2 Ma). The color scheme represents the paleotopographical/paleobathymetric markings: blue color – Ocean; shades of light blue – Shelf, green – Lowlands, brown – Uplands; white color – High Mountains. (Golitsyn et al., 1973, Pogrebnov et al., 1978; Matveev, 1979; Maksimov, 1987; Vysotsky et al., 1990; Ahlbrandt et al., 2000; Charpentier et al., 2008; Tewalt et al., 2008; Bird et al., 2013; Zhang et al., 2015; Shao et al., 2020; Opluštil, Schneider, 2023)

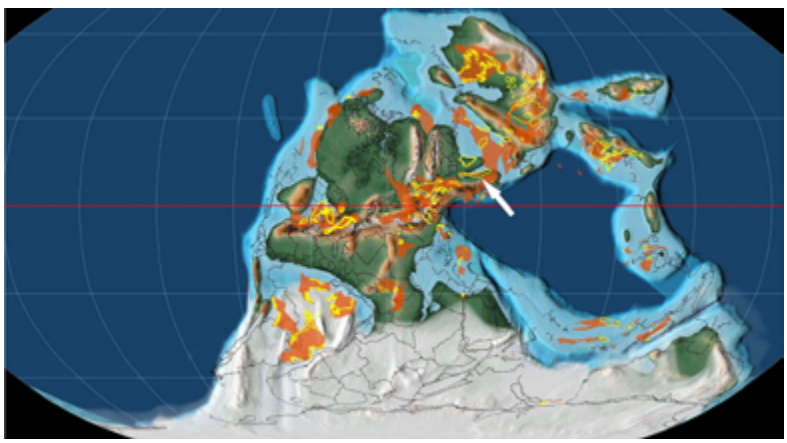

Рис. 3. Розподіл вугленосних (жовтий контур) і нафтоносних (помаранчева заливка) басейнів у пізньому карбоні (296,8 млн років). Опис кольорової гамми наведено на рис. 2

Fig. 3. Distribution of coal-bearing (outlined in yellow) and oil-bearing (filled in orange) basins in the Late Carboniferous (296.8 Ma). The color range is described in Fig. 2. (Constructed in the PALEOMAP Project (Scorese, 2016) using data from (Golitsyn et al., 1973; Pogrebnov et al., 1978; Matveev, 1979; Maksimov, 1987; Vysotsky et al., 1990; Ahlbrandt et al., 2000; Charpentier et al., 2008; Tewalt et al., 2008; Bird et al., 2013; Zhang et al., 2015; Shao et al., 2020; Opluštil, Schneider, 2023))

У відкладах верхнього девону, що представлені осадовими та вулканогенними породами, в межах ДДЗ виявлена лише РОР (Иванова, 2012).

Вугленосні відклади на території ДДП представлені комплексом карбонатно-теригенних порід карбону. В Донбасі пласти та прошарки вугілля трапляються по всьому розрізу товщі карбону – від верхньовізейських відкладів до верхньокам'яновугільних. Причому вугленосність нижнього карбону, що пов'язана з лагунними обстановками, спостерігається лише у смузі вздовж південно-західного борту басейну, охоплюючи Південний і Західний Донбас. На північний схід від цієї смуги лагунні фації змінюються морськими. Середній карбон вугленосний по всій площі Донбасу. Основні запаси вугілля Донбасу приурочені до відкладів середнього карбону, частково – до нижнього, Західного Донбасу – до нижнього, частково до середнього (Геология..., 1963; Привалов и др., 2010).

У ДДЗ у бортових та прибортових частинах розвинуті нижньо- та середньокам'яновугільні вугленосні відклади, в межах центрального грабена – від нижньо- до верхньокам'яновугільних. Відклади, що мають промислове значення, приурочені до її південно-східної частини, прилеглої до вугленосних районів Західного Донбасу, до південного схилу та Чернігівсько-Брагинського виступу. В межах останнього, за даними (Майданович, Шульга, 1990), досить значна вугленосність спостерігається у візейських, особливо серпуховських відкладах, що наближується до показників вугленосності південно-східної частини ДДЗ. Підвищеною вугленосністю відзначаються середньокам'яновугільні відклади башкирського, меншою мірою московського ярусів.

Сумарні потужності КОР змінюються на південному сході ДДЗ у нижньому карбоні від 4,3 до 50 м, у середньому – від 13 до 80 м. На північному заході вони становлять 0,7–8,6 м (нижній карбон) і 0,8–3,3 м (середній карбон) (Лапчинский, Нестеренко, 1984; Майданович, Шульга, 1990).

Вміст РОР у цілому по ДДЗ у південно-східній частині западини варіює від 0,5 до 5,0 % (до 8 % у вуглистих породах), у північно-західних районах знижується до 0,5–3,0 % (Ермаков, Скоробогатов, 1984; Шпак, Лукин, 1986). Значення КОР/РОР для ДДЗ у цілому становить 0,9, на південному сході змінюється від 0,5 до 2,5. У відкладах нижнього карбону РОР превалює над КОР. У середньому карбоні значення КОР/РОР для ДДЗ сягають 2,2, на південному сході коливається від 0,6 до 2,8 (Лапчинский, Нестеренко, 1984).

РОР сапропелевого та гумусово-сапропелевого складу поширена у відкладах верхнього девону, нижнього та низів середнього карбону. Сапропелеве та ліптобіолітове вугілля частіше спостерігається в нижньому карбоні в асоціації з вугіллям інших петрографічних типів. Частка сапропелевої компоненти у вугіллі нижнього карбону зменшується з північного заходу на південний схід і вгору за розрізом. У розрізі від московського ярусу середнього карбону до тріасу включно в складі РОР переважає гумусова органіка (Ермаков, Скоробогатов, 1984; Шпак, Лукин, 1986).

На ранньокам'яновугільних етапах як у Донбасі, так і в ДДЗ, що являли собою єдину область торфонакопичення, останнє відбувалося в малообводнених і проточних болотах розчленованого лагунно-морського узбережжя, з досить стійкою областю торфонакопичення і малими швидкостями занурення, що сприяло сильному розкладанню вихідного рослинного матеріалу та його первинному окисненню. Переважає вугілля гумусове, яке частіше представлене кларено-дюренами і дюренами, маловідновленого і перехідного генетичних типів. Найбільш поширені компоненти групи вітриніту, вміст яких складає за усередненими даними по різних зонах регіону від 50 до 63 %. У вугіллі переважають волокнистий вітриніто-атрит і геліфіковані фрагменти рослин. Серед ліпоїдних мікрокомпонентів, вміст яких складає за усередненими даними 15–24 %, сягаючи інколи 30–39 %, превалює мікро- і макроекзиніт. Група інертиніту, вміст якої становить в середньому 22–34 %, представлена переважно структурними та безструктурними фюзинізованими і семіфюзинізованими тканинами (Игнатченко и др., 1979; Ivanova et al., 2018). Серед сапропелевого вугілля в ДДЗ та Донбасі поширені переважно сапропеліто-гуміти, що складені кенелями. Основним компонентом їх є мікроекзеніт, у невеликій кількості присутні водорості типу Pila. Виявлений в ДДЗ зразок кенелі вміщує вітриніту 40 %, ліптиніту 48 %, фюзиніту 10 %, альгініту 2 %. В кенелях Донбасу фюзиніт не виявлений (Ищенко, 1952; Игнатченко и др., 1979).

У середньо- та пізньокам'яновугільні епохи торфонакопичення відбувалося в обстановках обводнених болотяних алювіально-дельтових приморських низовин з досить високими швидкостями занурення, що сприяло формуванню гумусового вугілля кларенового та дюрено-кларенового складу, в основному від-

новленого генетичного типу. В складі вугілля превалюють мікрокомпоненти групи вітриніту, які складають 65–97 % органічної маси. В порівнянні з вугіллям нижнього карбону збільшується кількість структурних компонентів, представлених геліфікованими фрагментами тканин різного функціонального призначення. Неструктурні компоненти складені вітриніто-атритом і вітриніто-десмітом. Вміст мікрокомпонентів групи ліптиніту сягає від 1–5 до 23 %. В цій групі переважають різні за морфологією, розмірами і збереженістю мікро- та макроекзиніт і кутиніт. Мікрокомпоненти групи інертиніту за усередненими даними трапляються в кількості від 1–10 до 25 % і представлені в основному структурними фюзинітом и семіфюзинітом (Игнатченко и др., 1979; Ivanova et al., 2018).

В пізньому карбоні вугленосність поступово зменшується. Наступна інверсія, складкоутворення та ерозія, що розпочалися на рубежі карбон–перм (Майданович, Радзивилл, 1984; Іванова, 2016; Иванова, Гаврильцев, 2021), остаточно поклали край процесам вугленакопичення в Донбасі.

На території ДДЗ поклади ВВ виявлені в стратиграфічному діапазоні від верхнього девону до юри включно. Газові та газоконденсатні поклади як за кількістю, так і за запасами превалюють над нафтовими. Майже 98 % запасів ВВ приурочені до комплексів від турнейсько-нижньовізейського до верхньокам'яновугільно-пермського. Максимальна кількість запасів (48,3 %) зосереджена у відкладах верхнього карбону–нижньої пермі, що забезпечується наявністю надійних покришок (пластів глин та кам'яної солі нижньої пермі). У нижньокам'яновугільних відкладах вміщується 44,1 % запасів ВВ. Регіональним флюїдоупором слугують карбонатні відклади нижнього візе (карбонатна плита), глиниста товща верхнього візе, серпухову та карбонатно-глинисті відклади нижньобашкирського під'ярусу.

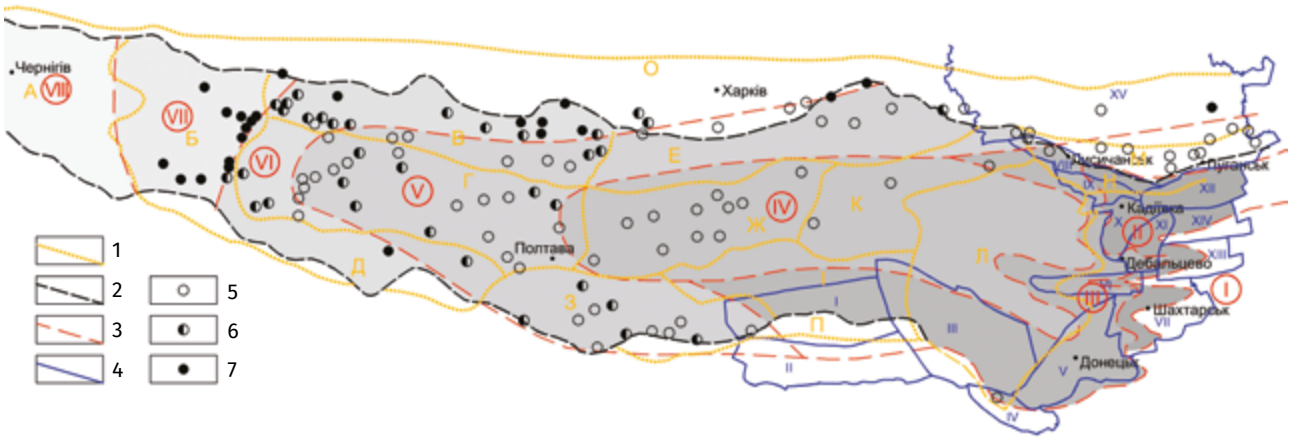

Рис. 4. Зональне районування Доно-Дніпровського прогину. *1* – границі нафтогазоносних районів, *2* – крайові розломи, *3* – границі виділених авторами зон; *4* – границі геолого-промислових районів Донбасу. Родовища: *5* – газові та газоконденсатні, *6* – нафтогазові та нафтогазоконденсатні, *7* – нафтові. Геолого-промислові райони Донбасу та їх номери: *I* – Лозівський, *II* – Павлоградсько-Петропавлівський, *III* – Красноармійський, *IV* – Південнодонбаський, *V* – Донецько-Макіївський, *VI* – Центральний, *VII* – Чистяково-Сніжнянський, *VIII* – Лисичанський, *IX* – Мар'ївський, *X* – Алмазний, *XI* – Селезнівський, *XII* – Луганський, *XIII* – Боково-Хрустальський, *XIV* – Оріхівський, *XV* – Старобільський. Нафтогазоносні райони (Атлас..., 1998): *А* – Чернігівсько-Брагинський перспективний, *Б* – Монастирищенсько-Софіївський нафтоносний, *В* – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний, *Г* – Глинсько-Солохівський газонафтоносний, *Д* – Антонівсько-Білоцерківський нафтогазоносний, *Е* – Рябухинсько-Північно-Голубівський газоносний, *Ж* – Машивсько-Шебелинський газоносний, *З* – Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний, *І* – Жовтнево-Лозівський перспективний, *К* – Співаківський газоносний, *Л* – Кальміус-Бахмутський газоносний, *М* – Красноріцький газоносний, *Н* – Лисичанський перспективний, *О* – Північного борту нафтогазоносний, *П* – Південного борту перспективний. Римські цифри в колах – номера виділених авторами зон (див. текст)

Fig. 4. Zoning of the Don-Dnieper depression. *1* – borders of oil and gas-bearing areas, *2* – marginal faults, *3* – borders of the zones defined by the authors; *4* – boundaries of geological and industrial regions of Donbas. Fields: *5* – gas and gas-condensate, *6* – oil-gas and oil-gas-condensate, *7* – oil. Geological and industrial regions of Donbas and their numbers: *I* – Lozivskyi, *II* – Pavlogradsko-Petropavlivskyi, *III* – Krasnoarmiskyi, *IV* – Pivdennodonbaskyi, *V* – Donetsko-Makiivskyi, *VI* – Centralnyi, *VII* – Chistyakovo-Snizhnianskyi, *VIII* – Lysichanskyi, *IX* – Mar'ivskyi, *X* – Almaznyi, *XI* – Seleznivskyi, *XII* – Luhanskyi, *XIII* – Bokovo-Khrustalnyi, *XIV* – Orihivskyi, *XV* – Starobilskyi. Oil and gas-bearing areas (Ivanyuta, 1998): *A* – Chernihivsko-Braginskyi promising, *Б* – Monastyryshchensko-Sophiivskyi oil-bearing, *B* – Talalaivsko-Rybalskyi oil-and-gas bearing, *Г* – Glynsko-Solokhivskyi gas-bearing, *Д* – Antonivsko-Bilotserkivskyi oil-and-gas bearing, *E* – Ryabukhinsko-Pivnichno-Holubivskyi gas-bearing, *Ж* – Mashivsko-Shebelinskyi gas-bearing, *З* – Rudenkivsko-Proletarskyi oil-and-gas-bearing, *I* – Zhovtnevo-Lozivskyi promising, *K* – Spivakivskyi gas-bearing, *Л* – Kalmius-Bakhmutskyi gas-bearing, *M* – Krasnoritskyi gas-bearing, *H* – Lysychanskyi promising, *O* – Pivnichnoho bortu oil and gas-bearing, *П* – Pivdennoho bortu promising. The Roman numerals in the circles indicate the zones defined by the authors (refer to the text)

В середньому карбоні спостерігаються пласти глин у відкладах башкирського та московського ярусів, що слугують зональними та локальними покришками з невисокими екрануючими властивостями. Тому середньокам'яновугільний комплекс відзначається невеликою нафтогазоносністю (5,2 %) (Ермаков, Скоробогатов, 1984; Атлас..., 1998).

З урахуванням розподілу на території ДДП вуглеводневих покладів, їх узгодження з петрографічними типами вугілля та ступенем його вуглефікації, спираючись на запропоноване в 1970-х рр. Х.Ф. Джамаловою та С.П. Нестеренко зональне районування, відклади карбону підрозділяються на вугленосні, газовугленосні, вуглегазоносні, газоносні, нафтогазоносні, газонафтоносні, нафтоносні та обмежено нафтоносні (рис. 4). При зонуванні використані карти просторового розміщення родовищ ВВ у Дніпровсько-Донецькій газонафтоносній області (Товстюк, 2009), нафтогазогеологічного районування Східного нафтогазоносного регіону (Атлас..., 1998), метаморфізму вугілля Донецького басейну (Левенштейн и др., 1991). Варто зазначити, що спроби районування території Донбасу з огляду на газоносність вугленосних формацій та метаморфізм вугілля проводилися і раніше (Орда, 1968; Брижанев, Галазов, 1983; Брижанев и др., 1990; Анциферов и др., 2004).

Зона розвитку вугленосних відкладів (I). Вугленосними є площі розвитку середньокам'яновугільних відкладів значної частини відкритого Донбасу, що вміщують високометаморфізовані А та зазнали максимального інверсійного підйому та дегазації. За А.М. Брижаньовим (Брижанев, Галазов, 1983), території розвитку А груп А/12–А/14 (суперантрацитів) характеризуються екстремально низькою газоносністю або повною відсутністю метану. Негативний вплив метаморфізму на метаноносність простежується в Східному Донбасі, частково в Оріхівському, Боково-Хрустальському та Чистяково-Сніжнянському геолого-промислових районах. Зона характеризується повною відсутністю скупчень вуглеводневих газів (Брижанев и др., 1990; Анциферов и др., 2004). Але варто зазначити, що інверсійний підйом, який, за нашими даними (Иванова, Гаврильцев, 2021), сягав у Південно-Західному Донбасі 6,3 км, міг бути основним фактором дегазації і тих відкладів карбону, ОР яких ще не досягла найвищої стадії вуглефікації.

Зона розвитку газовугленосних відкладів (II). До газовугленосних належать відклади ряду районів Північно-Східного, Південно-Західного та Західного Донбасу з вугіллям середніх та помірно високих стадій вуглефікації (див. таблицю). Вугленосність пов'язана в основному з відкладами середнього карбону, за винятком Павлоградсько-Петропавлівського та Південнодонбаського районів, де вугленосними є нижньокам'яновугільні відклади. Розповсюдження газу у вмісних породах має обмежений характер. У колекторах тріщинного та тріщино-порового типу можлива наявність локальних скупчень метану (Газоносность..., 1979; Брижанев и др., 1990). Середня метанозбагаченість становить від 0,3 до 6 м^3/т добового видобутку вугілля (Геология..., 1963; Іванова, Зайцева, 2018). Газоносність не перевищує 5–10 м^3/т п. м. (Газоносность..., 1979).

Газовугленосні відклади містять вугілля різного ступеня метаноносності. Нестійкий характер виділення газу і відносно невелика газоносність пов'язані зі складною геологічною будовою території Донбасу, складчаста тектоніка якого ускладнена системою насувів, мілкою складчастістю, різноамплітудними розривними порушеннями, що призвело до нерівномірної дегазації вуглепородних масивів (Геология..., 1963).

Газ, що утримується вугіллям, метановий. Склад газу (з вугільних пластів l_{3-7}) наведено в таблиці. Етан превалює над пропаном, що характерно для вугільних газів (Скоробогатов, 2019). У деяких районах (Лисичанському, Алмазно-Мар'ївському, Боково-Хрустальському) спостерігається наявність у складі ВВ водню в середньому від часток до 1,5 %, що знаходиться переважно в сорбованому стані. Основною корисною копалиною території є вугілля. Метан може видобуватися як супутній газ шляхом буріння випереджувальних свердловин та впровадження комплексної дегазації вугільних родовищ (Жикаляк, 2009).

Зона розвитку вуглегазоносних відкладів (III). До вуглегазоносних варто віднести відклади нижнього та середнього карбону, що вміщують як вугілля, так і поклади газу. В колекторах порового та тріщинно-порового типів можливо поширення промислових покладів і локальних скупчень вуглеводневих газів (Брижанев и др., 1990). Зону III за структурно-тектонічними ознаками слід розбити на підзони (А, Б, В).

Таблиця. Склад природних газів (%) та характеристика вугілля за ступенем вуглефікації

Table. Composition of natural gases (%) and characteristics of coal based on the coalification degree

Зони		метан CH_4	етан C_2H_6	пропан C_3H_8	бутан nC_4H_{10}	ізобутан iC_4H_{10}	пентан C_5H_{12}	вуглекислий газ CO_2	азот N_2	гелій He	Ступінь вуглефікації, марка / ПВВ (R^o, %)		
											C_1	C_2	C_3
Зона II		67,0–99,0	0,2–0,8	0,1–0,2	–	–	–	0,2–3,9	4,0–30,3	0,01–0,10	Від Г–Ж до нА та слабо метаморфізованих А		–
Зона III	**А**	82,4–94,7	0,2–7,6	0,2–2,3	0,1-1,1	0,08–0,30	0,01–0,40	0,1–1,7	1,2–9,9	До 0,1	–	Д	–
	Б1	89,7–92,0	0,1–2,0	0,002–0,010	0,001- 0,002	0,001-0,003	0,0001–0,0016	0,1–0,3	7,4–7,8	0,2–0,3	–	Д–П	–
	Б2	80,8–93,5	0,1–0,3					0,0–0,7	5,4–17,8	0,1–0,4	–		–
	Б3	77,7–95,4	Сл.–6,2					0,0–1,0	2,4–18,9	0,0–0,3	–		–
	Б4	83,1	2,0					0,6	14,0	0,06	–		–
	В	71,3–98.4	0,1–1,9	0,07–0,40	0,1	–	–	0,2–4,5	0,55–27,5	–	Д–Г		–
Зона IV		62,5–95,5	1,7–4,9	0,3–3,7	0,01–0,60	0,01–0,30	0,01–0,50	0,1–2,1	0,03–28,2	0,02–0,10	К, ПС, П (1,71-2,39)	Ж–П (0,83 -2,15)	Г–К (0,70–1,37)
Зона V		55,1–97,9	0,1–21,3	0,1–11,9	0,003–5,80	0,003–3,60	0,003–2,80	0,01–5,30	0,02–16,50	0,01–0,20	Д–К (0,52–1,37)	Б–Ж (0,45–0,94)	Б–Д (0,45–0,52)
Зона VI		60, –88,1	1,2–20,0	0,7–8,6	0,6–4,2	0,2–1,6	Сл.–1,0	0,03–4,10	1,8–12,3	Сл.–0,3	БД–Ж (0,48–1,12)	Б–ГЖ (0,48–0,90)	Б–Д
Зона VII		48,5–58,3	6,4–18,2	8,4–15.2	2,3–5,7	1,2–2,6	0,4–4,1	0,4–2,8	5,6–22,1	0,01–0,04	Д–Ж (0,52–1,09)	Б–БД	–

Примітка. В таблиці використані дані роботи (Попов и др., 1970; Газоносность..., 1979; Атлас..., 1998; Иванова, 2012).
Note. The table uses the data of the work (Popov et al., 1970; Kravtsov, 1979; Atlas..., 1998; Ivanova, 2012).

А. Старобільська площа на південному схилі Воронезького масиву відповідно до нафтогазогеологічного районування належить до Красноріцького газоносного району та частково до Північного борту і включає низку газових родовищ. Вугленосними є відклади як нижнього, так і середнього карбону, з якими і пов'язані поклади газу. Частіше газоносними є відклади середнього карбону, що вміщують в основному вугілля стадії Д. Поклади газових родовищ залягають на глибині від 0,5–1,0 до 3,0–3,3 км. За типами поклади пластові, склепінчасті, іноді тектонічно екрановані, деякі літологічно обмежені. За структурою пустотного простору виділяються колектори порові та тріщинно-кавернозно-порові (Атлас..., 1998, Гірничий..., 2004). Склад газу наведено в таблиці. Етан превалює над пропаном, що характерно, як зазначено вище, для вугільних газів. Відношення ізобутану до нормального бутану менше одиниці. Середній вміст водню у вільній фазі складає 1,15 %, змінюючись в межах 0,06–4,82 %, в сорбованій – 9,5 5% при коливаннях 0,14–18 % (Газоносность..., 1979). Співвідношення стабільних ізотопів вуглецю $^{12}C/^{13}C$ становить 89,44–92,75, що, за І.В. Гринбергом (Гринберг, Петриковская, 1965), відповідає вугільним метановим газам.

Б. Геолого-промислові райони Складчастого Донбасу, а саме Північно- і Південно-Західного Донбасу, які примикають до Бахмутської та Кальміус-Торецької улоговин. На крилах та замиканні цих улоговин газоносність сягає максимальних значень (Попов и др., 1970). Підзона частково належить до Кальміус-Торецького газоносного району. Газоносність пов'язана тут в основному з вугленосними відкладами середнього карбону (нижнього в Південно-Донбаському районі), що вміщують вугілля від Д до П. Середня метанозбагаченість вугільних пластів сягає від 7 до 15–20 м^3/т і більше добового видобутку вугілля (Геология..., 1963). На перспективних площах Південно-Західного Донбасу глибина зони газового вивітрювання коливається в межах від 50–80 до 300–450 м. Газоносність становить від 15–20 до 25–28 м^3/т с. б. м. Газоносність вуглевмісних порід зазвичай не перевищує 0,5–1,0 м^3/т. Підвищена газоносність (3–8 м^3/т) характерна для порід, збагачених вугільною органікою, та для пісковиків, які перспективні на пошуки дрібних покладів вільного газу (Іванова, Зайцева, 2012).

Підзона включає Лаврентіївське газове родовище, склад газу якого подано в таблиці (Б1). Склад газів з вугільних пластів наведений для вугілля нижнього та середнього карбону приконтурної зони Кальміус-Торецької улоговини (Б2, Б3) та для вугілля середнього карбону північно-східного крила Бахмутської улоговини (Б4).

Вміст водню у газі вугільних пластів Південно-Західного Донбасу коливається від 0,3 до 2,0 %. Констатується метаморфогенне походження водню (Газоносность..., 1979; Анциферов и др., 2004). Вищі концентрації водню були зафіксовані у вільних фракціях газу з вугілля у зонах впливу тектонічних порушень, у безпосередній близькості від зони зчленування Донбасу з Приазовським кристалічним масивом. Вміст водню в газі становив тут від 0,3 до 6,3 %, максимум – 38,8 % (Анциферов и др., 2004).

Варто зазначити, що гази вугільних пластів ідентичні або близькі за складом газам газових родовищ Північного Донбасу та Лаврентіївського родовища, що свідчить про спільність їх походження (Широков и др., 1969; Анциферов и др., 2004 та ін.).

В. Територія підзони належить до північного схилу Українського щита. В Західному Донбасі, а саме в північно-східній частині Павлоградсько-Петропавлівського району та в межах Лозівської площі газоносність пов'язана в основному з вугленосними відкладами нижнього та середнього карбону з вугіллям марок від Д до Г. Середня метанозбагаченість вугільних пластів північної частини Павлоград-Петропавлівського району в межах полів шахт Героїв Космосу і «Західно-Донбаська» на глибині 173–250 м сягає 9,3–12,2 м^3/т, шахти «Терновська» на глибині 250–300 м – 12–15 м^3/т. Метаноносність на глибині 400–500 м на цих шахтах становить у середньому 10–11,2 м^3/т с.б.м., абсолютна метанозбагаченість – 16,7–54,1 м^3/хв. (Геология..., 1963; Жикаляк и др., 2012; Іванова, Зайцева, 2018).

Склад природних газів нижче поверхні метанової зони наведено в таблиці (В). Дані про вміст водню у вугіллі відсутні. Вмісні породи вміщують від 0,0–0,1 до 3,5–5,3 % водню (Газоносность..., 1979). Але закольматованість тектонічних порушень глинистим матеріалом, що робить їх водогазонепроникними екранами (Жикаляк и др., 2012), та низький рівень вуглефікації ОР Західного Донбасу не дає підстав очікувати тут великої кількості водню. За характеристикою компонентного складу гази ідентичні вугільним газам Центрального Донбасу.

Як і в зоні II, сучасний розподіл газів дуже нерівномірний і залежить від гірничо-геологічних умов залягання вугільних пластів, петрографічного складу вугілля та ступеня його вуглефікації, характеру розривних порушень, літологічного складу вмісних товщ, потужності та складу покриву, умов циркуляції підземних вод тощо.

Зона розвитку газоносних відкладів (IV). До газоносних відносяться підсольові теригенні і теригенно-карбонатні відклади верхнього карбону та нижньої пермі, які містять газові та газоконденсатні родовища. Вони підстилаються товщами девону і вугленосного карбону та перекриваються соленосними відкладами нижньої пермі. Відповідно до нафтогазогеологічного районування ця територія відноситься в основному до Машівсько-Шебелинського, Співаківського та Кальміус-Бахмутського газоносних районів (див. рис. 4).

Відклади нижнього карбону, що залягають на глибинах понад 4–5 км, вміщують дюренове та кларено-дюренове вугілля досить високих стадій вуглефікації, яке вже вичерпало свій нафтогенераційний потенціал і генерує газоподібні ВВ. У відкладах середнього карбону, які підстеляють газовмісну товщу порід, вугілля кларенового та дюрено-кларенового складу також досягло досить високих стадій вуглефікації і генерує газові та газоконденсатні ВВ. Вугілля аналогічного складу верхнього карбону середньої стадії вуглефікації генерує в основному вуглеводневі гази (див. таблицю).

Вугленосна товща карбону, де розташовані ці родовища, не піддавалася процесам дегазації (Косенко, Левенштейн, 1968). Розвантаження газів могло відбуватися тільки у вищезалягаючі товщі верхнього карбону та нижньої пермі з потужними поровими колекторами. Хемогенна нижньопермська товща як надійний флюїдоупор протистояла подальшій вертикальній міграції газів.

Газові та газоконденсатні поклади залягають частіше на глибинах від 0,25–0,5 до 3,0–4,3 км. Розповсюджені поклади пластові або масивно-пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані, іноді літологічно обмежені. Типи колекторів – поровий, порово-тріщинний, кавернозно-тріщинний, тріщинно-поровий (Атлас..., 1998, Гірничий..., 2004).

Склад природних газів основних родовищ зони IV (Шебелинське, Єфремівське, Машівське, Ведмедівське, Миролюбівське, Співаківське, Розпашнівське) наведено у таблиці. Як і у вугленосних відкладах, етан превалює над пропаном, відношення ізобутану до нормального бутану менше одиниці. Конденсат характеризується нафтено-метановим, рідше ароматично-нафтено-метановим та метано-нафтеновим складом, малосірчистий.

Порівняння хімічного складу, а також компонентного складу важких вуглеводневих газів вугільних пластів Донбасу та газових родовищ дозволило зробити висновок про їх повну хімічну подібність (Косенко, Левенштейн, 1968).

Зона розвитку нафтогазоносних відкладів (V). Відповідно до нафтогазогеологічного районування виділена зона включає газонафтоносний Глинсько-Солохівський район, нафтогазоносні райони – Антонівсько-Білоцерківський, Руденківсько-Пролетарський, Талалаївсько-Рибальський, Північного борту і газоносний район Рябухинсько-Північно-Голубівський (див. рис. 4).

Промислова нафтогазоносність в центральній частині западини та в межах Талалаївсько-Рибальського району пов'язана з відкладами карбону–нижньої пермі, частіше карбону (Геология..., 1989; Атлас..., 1998). Основним джерелом ВВ є продукуюча кам'яновугільна товща. Наявність в деяких родовищах покладів у відкладах нижньої пермі (Глинсько-Розбишівське, Качанівське нафтогазоконденсатні) та мезозою (Більське газоконденсатне; Рибальське нафтогазоконденсатне; Сагайдацьке та Радченківське нафтогазові) пов'язана з міграцією ВВ у верхні горизонти завдяки структурно-тектонічним і структурно-літологічним особливостям цих підняттів. У прибортових частинах западини (райони Д, Е) та північній бортовій (район О) нафтогазоносність пов'язана з відкладами нижнього та середнього карбону.

Нижньокам'яновугільні відклади вміщують кларено-дюренове та дюренове вугілля з сапропельовою компонентою низьких і середніх стадій вуглефікації, яке генерує як рідкі, так і газоподібні ВВ. У відкладах середнього карбону вугілля кларенового та дюрено-кларенового складу також знаходиться на низьких і середніх стадіях вуглефікації і генерує газові, газоконденсатні та рідкі ВВ. Вугілля аналогічного складу верхнього карбону низьких стадій вуглефікації не реалізувало свій генераційний потенціал (див. таблицю).

Розповсюджені поклади газоконденсатні, нафтогазові, нафтогазоконденсатні та газоконденсатні з нафтовою облямівкою. Поклади залягають на глибині від 0,4–0,5 до 5,0–5,8 км у центральній частині западини, в південній і північній прибортових частинах глибина залягання не перевищує 4,0–4,2 км. Поклади пластові, багатопластові, іноді масивно-пластові, склепінчасті, тектонічно екрановані або літологічно обмежені. Тип колектора найчастіше поровий, а також тріщинно-поровий, кавернозно-тріщинно-поровий, тріщинний (Атлас..., 1998, Гірничий..., 2004).

Склад природних газів наведено у таблиці. Як і у вуглегазоносних відкладах етан превалює над пропаном, відношення ізобутану до нормального бутану менше одиниці. Нафта частіше нафтено-метанова та ароматично-нафтено-метанова, в основному малосірчиста, від мало- до високопарафінистої, за густиною в основному легка. Конденсат нафтено-метановий, рідше ароматично-нафтено-метановий, малосірчистий.

Зона розвитку газонафтоносних відкладів (VI). Відповідно до нафтогазогеологічного районування ця територія відноситься до західної частини Глинсько-Солохівського газонафтоносного району, в південноприбортовій зоні – до Антонівсько-Білоцерківського нафтогазоносного району, в північноприбортовій зоні – до західної частини Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району.

Промислова газонафтоносність в центральній частині западини пов'язана з відкладами нижньої пермі–карбону. В межах Талалаївсько-Рибальського та Антонівсько-Білоцерківського районів продуктивними є відклади нижнього та середнього карбону.

Кларено-дюренове та дюренове вугілля з сапропелевою складовою нижньокам'яновугільних відкладів низьких і середніх стадій вуглефікації генерує як рідкі, так і газоподібні ВВ. У відкладах середнього карбону вугілля кларенового та дюрено-кларенового складу також знаходиться на низьких і середніх стадіях вуглефікації і генерує рідкі та газоконденсатні ВВ. Вугілля аналогічного складу верхнього карбону низької стадії вуглефікації ще не реалізувало свій генераційний потенціал (див. таблицю).

Вуглеводневі поклади залягають на глибині від 0,2–1,0 до 3,0–4,0 км. Розповсюджені поклади в основному нафтогазоконденсатні, рідше нафтові і газоконденсатні. Поклади нафти масивно-пластові і пластові. Газоконденсатні скупчення склепінчасті, пластові та багатопластові, інколи літологічно і стратиграфічно обмежені та тектонічно екрановані. Колектори карбонатно-теригенні, за типом порові, рідше тріщинно-порові (Атлас..., 1998, Гірничий..., 2004).

Склад газів наведено у таблиці. Етан превалює над пропаном. Відношення ізобутану до нормального бутану менше одиниці.

За груповим складом ВВ нафта частіше нафтено-метанова, а також ароматично-метанова, ароматично-нафтенова, метано-нафтенова, малосірчиста, від мало- до високопарафінистої, за густиною в основному легка. Конденсат, як правило, нафтено-метановий, малосірчистий (Атлас..., 1998).

Зона розвитку нафтоносних відкладів (VII). Відповідно до нафтогазогеологічного районування (Атлас...,1998), виділена зона відноситься до Монастирищенсько-Софіївського нафтоносного району. Промислова нафтоносність пов'язана тут тільки з відкладами нижнього карбону (Геология..., 1989). Вони вміщують кларено-дюренове та дюренове з сапропелевою складовою вугілля низької та середньої стадій вуглефікації, що генерує рідкі ВВ. ОР відкладів середнього карбону, яке знаходиться на буровугільній стадії, ще не досягла необхідного для генерації ВВ ступеня вуглефікації (див. таблицю).

Нафтові поклади, що залягають на глибинах від 1,3–1,8 до 4,0–4,8 км, в основному пластові та багатопластові, пов'язані з склепінними тектонічно екранованими пастками. Колектори теригенні і карбонатні, за типом порові, тріщинно-порові, тріщинні (Атлас..., 1998, Гірничий..., 2004). Нафта переважно нафтено-метанова, малосірчиста, від мало- до високопарафінистої, за густиною легка (Атлас..., 1998).

Склад супутніх газів наведено у таблиці. Відношення ізобутану до нормального бутану менше одиниці. Етан превалює над пропаном на родовищі Гайове. В родовищах Монастирищенське, Маківське, Щурівське вміст пропану перевищує вміст етану, що загалом є характерною рисою для нафтових газів (Скоробогатов, 2019). Ця невідповідність компонентного складу гомологів метану може бути пов'язана з тектонічною, геотермічною та геохімічною історією існування нафти в покладі.

Зона обмежено нафтоносна (VIII). Відповідно до нафтогазогеологічного районування, крайня північно-західна частина ДДЗ віднесена до Чернігівсько-Брагинського перспективного району. Варто зазначити, що кам'яновугільні відклади Чернігівського сегменту, що зазнали впливу пізньодевонського вулканізму, характеризуються більш високими палеотемпературними показниками в порівнянні з прилеглими частинами западини (Иванова, Гаврильцев, 2021; Ivanova, Gavryltsev, 2022). Палеотемператури тут змінювались від 100–120 °С на глибині 3 км до 130–140 °С на глибині 3,5 км. Тобто вугільна органіка, досягнувши стадій вуглефікації Д–Г, могла генерувати рідкі ВВ. Увесь розріз пермі та карбону в межах Чернігівсько-Брагинського виступу різко редукований, бо зазнав інверсійного підйому з амплітудою від 0,75 до 1,8 км (Иванова, Гаврильцев, 2021). Девон представлений переважно вулканогенними утвореннями. Але наявність хемогенних нижньопермських відкладів в якості регіонального флюїдоупору дозволяє припускати наявність в розрізі карбону–пермі незначних покладів нафти.

Автори не виключають, що сучасні геодинамічні процеси, які супроводжуються воднево-вуглеводневою дегазацією Землі (Лукин, Шестопалов, 2018), можуть активізувати хід катагенетичного перетворення ОР, стимулюючи генерацію ВВ і забезпечуючи їх поповнення. Ознаки сучасної активізації ендогенних процесів у літосфері ДДЗ виявлені в межах Ізюмського та Донбаського сегментів (Гордиенко, Усенко, 2003; Гордієнко та ін., 2006). Зокрема, в Ізюмському сегменті прояви активізації (підняття поверхні Землі за останні 3 млн років на 50 м і більше, корові землетруси, прояви аномально високих пластових тисків і гідрохімічних інверсій) збігаються з від'ємною гравітаційною аномалією (Иванова, Гаврильцев, 2021). Таким чином, у вуглеводневі родовища Ізюмського сегменту, що характеризується наявністю проникної зони, не виключений сучасний додатковий приплив ВВ. У Донбаському сегменті підняття поверхні Землі за останні 3 млн років досягли 100–150 м. Але умови накопичення покладів ВВ, які внаслідок активізації геодинамічних процесів могли надходити по численних проникних розломних зонах у літифікованих породах карбону і девону, на основній території басейну несприятливі (Гордиенко, Усенко, 2003).

Висновки

Отримані додаткові дані про співіснування та палеогеографічну узгодженість нафтогазоносних та вугленосних кам'яновугільних формацій світу, про узгодженість складу ВВ газів та характер розподілу покладів ВВ зі ступенем вуглефікації та петрографічними типами вугілля ДДП є вагомими аргументами на користь концепції парагенетичного зв'язку вугленосних та вуглеводневовмісних формацій.

Моделювання обстановки формування вугленосних відкладів ДДП показало, що, як під час торфонакопичення, так і після перетворення торфу у вугілля (від Б до А), прогин знаходився в приекваторіальному діапазоні палеоширот (±30°).

На підставі розподілу по території ДДП покладів ВВ, їх узгодженості з петрографічними типами вугілля та ступенем його вуглефікації запропоновано підрозділити відклади карбону на вугленосні, газовугленосні, вуглегазоносні, газоносні, нафтогазоносні, газонафтоносні, нафтоносні та обмежено нафтоносні. Для Донбасу за ступенем газоносності характерна черговість площ від зони з повною відсутністю скупчень ВВ газів (I зона) до зони локальних скупчень та промислових покладів ВВ газів (III зона). Для ДДЗ притаманна зміна зон розвитку відкладів від газоносних (зона IV) до нафтоносних та обмежено нафтоносних (VII–VIII). Відповідні виділені зони закономірно змінюють одна одну зі сходу на захід.

Сучасні геодинамічні процеси, які супроводжуються воднево-вуглеводневою дегазацією Землі, можуть активізувати хід катагенетичного перетворення ОР, стимулюючи генерацію ВВ і забезпечуючи їх поповнення.

Робота виконана в Інституті геологічних наук НАН України в рамках НДР на тему «Еволюція вугленосних та вуглеводневовміщуючих формацій України» 2019–2023 рр. (КПКВК 6541030).

Подяка. *Автори висловлюють вдячність рецензентам та редакції за слушні зауваження, які дозволили значно покращити представлену роботу.*

Висвітлено взаємозв'язок вугленосних і нафтогазоносних формацій, що є однією з фундаментальних проблем геології. Мета роботи – з'ясувати наявність парагенетичних зв'язків вуглеводневих родовищ з вугленосними відкладами на підставі аналізу складу вуглеводнів, характеру розподілу їх покладів і сполученості з петрографічними типами та ступенем вуглефікації вугілля Доно-Дніпровського прогину. Розглянуті питання залежності вуглеводневої генерації від ступеня катагенезу органічної речовини та від петрографічного складу вугілля. Наведені численні приклади співіснування та палеогеографічної сполученості вугленосних та нафтогазоносних формацій, що характерно для багатьох басейнів світу. Вперше відмічено, що Доно-Дніпровський прогин, як під час торфонакопичення, так і після перетворення органічної речовини торфу на вугілля (від буровугільної стадії до антрациту), знаходився в приекваторіальному діапазоні палеоширот. Надана характеристика концентрованої та розсіяної вугільної органіки Доно-Дніпровського прогину з точки зору її петрографічного складу та ступеня вуглефікації, що обумовлює утворення рідких і газоподібних вуглеводнів. З урахуванням розподілу на території Доно-Дніпровського прогину вуглеводневих покладів, їх узгодженості з петрографічними типами вугілля та ступенем його вуглефікації, відклади карбону підрозділяються на вугленосні, газовугленосні, вуглегазоносні, газоносні, нафтогазоносні, газонафтоносні, нафтоносні та обмежено нафтоносні. Визначено, що наявність рідких і газових вуглеводнів узгоджується з розподілом кам'яновугільних відкладів певного віку, ступенем вуглефікації та складом органічної речовини. Отримані додаткові дані є вагомими аргументами на користь концепції парагенетичного зв'язку вугленосних та вуглеводневовмісних формацій.

Список літератури

Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Еремин И.В., Прянишников В.К., Степанов Ю.В. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. Москва: Наука, 1987. 334 с.

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. Киев: Наукова думка, 2004. 323 с.

Архипов А.Я., Голицын М.В., Пронина Н.В. Угольный метан – нетрадиционный источник энергии. *Геология и геохимия горючих ископаемых: Соколов Б.А. (ред.).* Москва: ГЕОС, 2003. С. 29–38.

Атлас родовищ нафти і газу України. Т. 1–3: Східний нафтогазоносний регіон: Іванюта М.М. (ред.). Львів: УНГА, 1998.

Бартошинська Є.С., Узіюк В.І., Бик С.І., Ільчищин А.В. Роль генетичних факторів у формуванні газоносності вугільних покладів. *Геологія і геохімія горючих копалин*. 2002. № 4. С. 46–50.

Брижанев А.М., Буряченко Р.А., Галазов Р.А., Кирюков В.В., Кращенко С.Д., Ксенда И.М., Кущ О.А., Савицкая В.Н. Прогноз горно-геологических условий эксплуатации шахт Донецкого бассейна. *Обз. инф. ЦНИЭИуголь*. 1990. № 4. С. 1–53.

Брижанев А.М., Галазов Р.И. Метаморфизм как основной фактор метаноносности угольных месторождений. *Сов. геология*. 1983. № 3. С. 19–22.

Вассоевич Н.Б. Образование углеводородных газов в процессе литогенеза. *Генезис углеводородных газов и формирование месторождений*. Москва: Наука, 1977. С. 20–35.

Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. Москва: Недра, 1990. 405 с.

Газоносность угольных бассейнов и месторождений СССР. Т. 1: Угольные бассейны и месторождения европейской части СССР: Кравцов А.И. (ред.). Москва: Недра, 1979. 628 с.

Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Нефтегазоносность: Шпак П.Ф. (ред.). Киев: Наукова думка, 1989. 204 с.

Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 1: Угольные бассейны и месторождения юга европейской части СССР: Кузнецов И.А. (ред.). Москва: Госгеолтехиздат, 1963. 1210 с.

Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 5: Угольные бассейны и месторождения Казахстана. Кн. 2. Бассейны и месторождения мезо-кайнозойского возраста: Голицын М.В., Думлер Л.Ф., Орлов И.В. (ред.). Москва: Недра, 1973. 432 с.

Геология месторождений угля и горючих сланцев СССР. Т. 12: Общие данные по угольным бассейнам и месторождениям СССР: Погребнов Н.И., Тяжнов А.В., Шабаров Н.В. (ред.). Москва: Недра, 1978. 259 с.

Гірничий енциклопедичний словник. Т. 3: Білецький В.С. (ред.). Донецьк: Схід. вид. дім, 2004. 752 с.

Гордиенко В.В., Усенко О.В. Глубинные процессы в тектоносфере Украины. Киев: ИГФМ НАН Украины, 2003. 147 с.

Гордієнко В.В., Гордієнко І.В., Завгородня О.В., Ковачікова С., Логвінов І.М., Пек Й., Тарасов В.М., Усенко О.В. Дніпровсько-Донецька западина (геофізика, глибинні процеси). Київ: Корвін прес, 2006. 143 с.

Гринберг И.В., Петриковская М.Е. Исследование изотопного состава органического вещества горючих ископаемых. Киев: Наукова думка, 1965. 148 с.

Егоров А.И. Палеогеографическая сопряженность карбоновых угленосных и нефтегазоносных площадей. *Стратиграфия карбона и геология угленосных формаций СССР.* Москва: Недра, 1975. С. 145–153.

Еремин И.В., Гагарин И.В. Влияние типа мацералов на кинетику выделения низкомолекулярных соединений при метаморфизме углей. *Химия твердого топлива*. 1998. № 5. С. 9–20.

Ермаков В.И., Скоробогатов В.А. Образование углеводородных газов в угленосных и субугленосных формациях. Москва: Недра, 1984. 205 с.

Жикаляк М.В., Нашкерський Л.А. Обґрунтування розвитку комплексної дегазації вугільних родовищ Донбасу. *Геолог України*. 2009. № 3. С. 108–114.

Жикаляк Н.В., Шайдорова И.М., Свербихин Ю.Г. Горно-геологические условия извлечения газа метана угольных месторождений и шахт Западного Донбасса. *Геотехн. механика.* 2012. Вып. 102. С. 93–102.

Забигайло В.Е., Широков А.З. Проблемы геологии газов угольных месторождений. Киев: Наукова думка, 1972. 172 с.

Иванова А.В. Каталог показателей отражения витринита угольной органики осадочной толщи Доно-Днепровского и Преддобруджинского прогибов с установленными палеогеотермическими градиентами и амплитудами вертикальных перемещений тектонических структур. Киев: ИГН НАН Украины, 2012. 98 с.

Иванова А.В., Гаврильцев В.Б. Палеогеотермические и палеотектонические реконструкции по данным витринитовой термометрии (на примере верхнепалеозойских отложений Днепровско-Донецкой впадины и прилегающих частей Донбасса). *Геофиз. журн.* 2021. Т. 43, № 3. С. 82–105. https://doi.org/10.24028/gzh.v43i3.236382

Игнатченко Н.А., Зайцева Л.Б., Иванова А.В. Петрология углей карбона Днепровско-Донецкой впадины. Киев: Наукова думка, 1979. 134 с.

Ищенко А.М. Сапропелиты Донецкого бассейна. Киев: Изд-во АН УССР, 1952. 143 с.

Іванова А.В. Визначення факторів газоносності вугільних пластів Донбасу. *Геол. журн.* 2001. № 1 (295). С. 54–60.

Іванова А.В. Газоносність вугленосної формації карбону Донбасу. *Геол. журн.* 2006. № 4 (317). С. 82–86.

Іванова А.В. Генезис і еволюція солоного вугілля України та проблеми його освоєння: автореф. дис. ... д-ра геол. наук. Київ: ІГН НАН України, 2016. 41 с.

Іванова А.В., Зайцева Л.Б. Геологічні фактори газоносності кам'яновугільних відкладів Кальміус-Торецької улоговини. *Тектоніка і стратиграфія.* 2012. Вип. 39. С. 21–29.

Іванова А.В., Зайцева Л.Б. Фактори газоносності нижньокам'яновугільних відкладів Західного Донбасу (на прикладі Павлоградсько-Петропавлівського вугленосного району). *Нафтогазова галузь України.* 2018. № 5. С. 14–18.

Касьянов В.В., Тердовидов А.С., Джамалова Х.Ф., Лакоба М.В. Состав и тип жидких углеводородов в Донбассе. *Уголь Украины.* 1999. № 10. С. 50–51.

Косенко Б.М., Левенштейн М.Л. О возможности образования промышленных месторождений за счет метаморфогенных газов угленосных толщ (на примере Восточно-Украинского газонефтеносного бассейна). *Материалы по геологии Донецкого бассейна.* Москва: Недра, 1968. С. 100–107.

Лапчинский Ю.Г., Нестеренко С.П. Масштабы газообразования и газонакопления в Днепровско-Донецкой впадине. *Нефтяная и газовая пром-сть.* 1984. № 3. С. 9–12.

Левенштейн М.Л., Спирина О.И., Носова К.Б., Дедов С.В., Дубровская О.Г., Попов И.С., Жерновая Г.Г. Комплект карт метаморфизма углей Донецкого бассейна (поверхности палеозоя, срезов: -400 м, -1000 м, -1600 м и на структурных планах угольных пластов c_6^1 и k_5). Масштаб 1:500 000. Киев: ГлавКГУ «Укргеологии», 1991. 14 с.

Лукин А.Е., Шестопалов В.М. От новой геологической парадигмы к задачам региональных геолого-геофизических исследований. *Геофиз. журн.* 2018. Т. 40 (4). С. 3–72. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610

Майданович И.А., Радзивилл А.Я. Особенности тектоники угольных бассейнов Украины. Киев: Наукова думка, 1984. 120 с.

Майданович И.А., Шульга В.Ф. Карбоновая угленосная формация. *Угленосные формации и вещественный состав углей Днепровско-Донецкой впадины.* Киев: Наукова думка, 1990. С. 91–113.

Матвеев А.К. Угольные бассейны и месторождения зарубежных стран. Москва: Изд-во МГУ, 1979. 311 с.

Неручев С.Г., Рогозина Е.А. Общая модель генерации нефти и газа в осадочных породах. *Моделирование нефтегазообразования.* Москва: Наука, 1992. С. 9–14.

Нефтяные и газовые месторождения СССР: в 2-х кн.: Максимов С.П. (ред.). Москва: Недра, 1987.

Орда В.Я. Основные черты газового режима средней части Донбасса. *Материалы по геологии Донецкого бассейна.* Москва: Недра, 1968. С. 108–121.

Петрологический атлас ископаемого органического вещества России: Петров О.В. (ред.). С.-Петербург: ВСЕГЕИ, 2006. 604 с.

Попов В.С., Джамалова Х.Ф., Иванов Г.П., Лапчинский Ю.Г., Малыхин М.Я., Трушин Ю.И. О перспективах промышленной газоносности Кальмиус-Торецкой и Бахмутской котловин. *Развитие газовой промышленности Украинской ССР.* Тр. УкрНИИГАЗа. 1970. Вып. 5. С. 26–36.

Привалов В.А., Саксенхофер Р.Ф., Изар А. Генетическая идентификация метана и геологическая природа выбросоопасности угольных пластов Донбасса. *Наук. пр. ДонНТУ. Сер. гірн.-геол.* 2004. Вип. 72. С. 75–184.

Привалов В.О., Панова О.А., Ізар А., Альсааб Д. Параметризація термальних режимів, генерації та масопереносу вуглеводневих газів протягом історії геологічного розвитку Донбасу. *Наук. пр. УкрНДМІ НАН України*. 2010. № 6. С. 95–123.

Скоробогатов В.А. Парагенезис горючих ископаемых в осадочных бассейнах и породах различного типа и возраста. *Вести газ. науки.* 2019. Вып. 41, № 4. С. 4–17.

Тектоника, вулканизм и этапы формирования структуры Центрального Кавказа. *Тр. Ин-та геол. наук АН СССР. Геол. сер.* 1951. Вып. 131. Москва, 118 с.

Тимофеев А.А., Тимофеев В.А. Генетические соотношения угленосных толщ и нефтематеринских свит в угленефтегазоносных бассейнах. *Геология угольных месторождений. Вып. 14.* Екатеринбург: Урал. гос. горн. ун-т, 2004. С. 61–72.

Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. Москва: Мир, 1981. 502 с.

Товстюк З. Звіт про науково-дослідну роботу «Вдосконалення супутникових технологій пошуку та прогнозу покладів вуглеводнів на прикладі перспективних об'єктів Азово-Чорноморського регіону та Дніпровсько-Донецької западини» (заключний). Ч. 2. Київ: ЦАКДЗ ІГН НАН України, 2009. 231 с.

Широков А.З., Забигайло В.Е., Кондратюк И.Т. К проблеме миграции углеводородов в пределах юго-восточного крыла Днепровско-Донецкой впадины. *Геология и геохимия горючих ископаемых.* 1969. Вып. 18. С. 29–35.

Шпак П.Ф., Лукин А.Е. Условия нефтегазообразования и формирование залежей углеводородов в палеозойских отложениях Днепровско-Донецкой впадины. *Эволюция нефтегазообразования в истории Земли.* Москва: Наука, 1986. С. 119–123.

Штах Э., Маковски М.-Т., Тейхмюллер М., Тейлор Г., Чандра Д., Тейхмюллер Р. Петрология углей. Москва: Мир, 1978. 554 с.

Эттингер И.Л., Еремин И.В. Пористость и пустотность каменных углей. *Изв. АН СССР. Сер. геол.* 1980. № 5. С. 124–129.

Ahlbrandt T.S., Schmoker J.W. (Eds.). U.S. Geological Survey world petroleum assessment 2000. Description and results: DDS-60, 4 CD-ROMs. 2000. https://doi.org/10.3133/ds60

Bird K.J., Brownfield M.E., Charpentier R.R. Supporting data for the U.S. Geological Survey 2012 world assessment of undiscovered oil and gas resources: DDS–69–FF. Reston, VA: U.S. Geological Survey, 2013. https://doi.org/10.3133/ds69FF

Charpentier R.R., Klett T.R., Attanasi E.D. Database for Assessment Unit-scale Analogs (exclusive of the United States). Version 1.0: U.S. Geological Survey Open-File Report 2007-1404. 2008. 61 p. https://pubs.usgs.gov/of/2007/1404/

Flores R.M. Coalbed methane: From hazard to resource. *International Journal of Coal Geology.* 1998. Vol. 35, iss. 1/4. P. 3–26. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8

Gürdal G., Yalçın M.N. Gas adsorption capacity of Carboniferous coals in the Zonguldak basin (NW Turkey) and its controlling factors. *Fuel*. 2000. Vol. 79. P. 1913–1924. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00050-8

Irving E., North E.K., Couillard R. Oil, climate and tectonics. *Can. J. Earth. Sci.* 1974. Vol. 11 (1). P. 1–17.

Ivanova A.V., Gavryltsev V.B. Paleotemperature reconstructions based on vitrinite thermometry data (on the example of the Upper Paleozoic deposits of the Dnieper-Donets depression and the adjacent margins of the Donbas). *Geofizicheskiy Zhurnal.* 2022. Vol. 44 (5). P. 143–150. https://doi.org/10.24028/gzh.v43i3.236382

Ivanova A.V., Zaitseva L.B. Tonsteins and their role in the formation of the petrographic composition of coals. *Geologičnij žurnal.* 2022. No. 3 (380). P. 57–66. http://dx.doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2022.3.257499

Ivanova A.V., Zaitseva L.B., Spirina O.I. Geotectonic regime of formation of the coal-bearing deposits in the Western Donets Basin (Ukraine). *Geologičnij žurnal.* 2018. No. 1 (362). P. 66–79. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2018.1.126569

Kalinowski A.A., Gurba L.W. Interpretation of vitrinite reflectance-depth profiles in the Northern Denison Trough, Bowen Basin, Australia. *International Journal of Coal Geology.* 2020. Vol. 219. 103367. https://doi.org/103367 10.1016/j.coal.2019.103367

Koeverden van J.H., Karlsen D.A., Schwark L., Chpitsglouz A., Backer-Owe K. Oil-prone lower carboniferous coals in the norwegian barents sea: implications for a palaeozoic petroleum system. *Journal of Petroleum Geology.* 2010. Vol. 3 (2). P. 155–182. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00471.x

Littke R., Ten Haven H.L. Palaeoecologic trends and petroleum potential of Upper Carboniferous coal seams of Western Germany as revealed by their petrographic and organic geochemical characteristics. *International Journal of Coal Geology.* 1989. Vol. 13, iss. 1. P. 529–574. https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90106-7

Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G., Calder J.H. Hydrocarbon generation from deltaic and intermontane fluviodeltaic coal and coaly shale from the Tertiary of Texas and Carboniferous of Nova Scotia. *Organic Geochemistry.* 1991. Vol. 17. P. 765–783. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90020-K

Opluštil S., Schneider J. Middle-Late Pennsylvanian tectono-sedimentary, climatic and biotic records in basins of Europe, NW Turkey and North Africa – an overview. *Geological Society, Special Publications.* 2023. Vol. 535. P. 225–291. https://doi.org/10.1144/SP535-2022-215

Petersen Henrik I. The petroleum generation potential and effective oil window of humic coals related to coal composition and age. *International Journal of Coal Geology.* 2006. Vol. 67. P. 221–248. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.01.005

Scotese C. R. PALEOMAP PaleoAtlas for GPlates and the PaleoData Plotter Program. PALEOMAP Project. 2016. http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.34367.00166

Shao L., Wang X., Wang D., Li M., Wang S., Li Y., Shao K., Zhang C., Gao C., Dong D., Cheng A., Lu J., Ji C., Gao D. Sequence stratigraphy, paleogeography, and coal accumulation regularity of major coal-accumulating periods in China. *Int. J. Coal Sci. Technol.* 2020. Vol. 7, iss. 2. P. 240–262. https://doi.org/10.1007/s40789-020-00341-0

Sykes R., Volk H., George S.C., Ahmed M., Higgs K.E., Johansen P.E., Snowdon L.R. Marine influence helps preserve the oil potential of coaly source rocks: Eocene Mangahewa Formation, Taranaki Basin, New Zealand. *Organic Geochemistry.* 2014. Vol. 66. P. 140–163. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2013.11.005

Tewalt S.J., Kinney S.A., Merrill M.D. GIS representation of coal-bearing areas in North, Central, and South America: U.S. Geological Survey Open-File Report 2008-1257. 2008. Available online at https://pubs.usgs.gov/of/2008/1257

Wilkins R.W.T., George S.C. Coal as a source rock for oil: a review. *International Journal of Coal Geology.* 2002. Vol. 50. P. 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

Yalçin M., Sedat I., Gürdal G., Mann U., Schaefer R.G. Carboniferous coals of the Zonguldak basin (northwest Turkey): Implications for coalbed methane potential. *AAPG Bulletin.* 2002. Vol. 86, No. 7, P. 1305–1328. https://doi.org/10.1306/61EEDC88-173E-11D7-8645000102C1865D

Zhang G., Jin L., Lan L., Zhao Z. Analysis of the orderly distribution of oil and gas fields in China based on the theory of co-control of source and heat. *Natural Gas Industry B.* 2015. Iss. 2 (1). P. 49–76. http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2015.02.005

References

Ahlbrandt T.S., Schmoker J.W. (Eds.). 2000. U.S. Geological Survey world petroleum assessment 2000. Description and results: DDS-60, 4 CD-ROMs. https://doi.org/10.3133/ds60

Ammosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P., Eremin I.V., Pryanishnikov V.K., Stepanov Yu.V. 1987. Petrology of organic substances in the geology of fossil fuels. Moscow: Nauka (in Russian).

Antsiferov A.V., Tirkel M.G., Khokhlov M.T., Privalov V.A., Golubev A.A., Mayboroda A.A., Antsiferov V.A. 2004. Gas occurrence in the Donbas coal deposits. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Arkhipov A.Ya., Golitsin M.V., Pronina N.V. 2003. Coalbed methane is an unconventional source of energy. In: Sokolov B.A. (Ed.), *Geology and geochemistry of fossil fuels.* Moscow: GEOS (in Russian).

Bartoshinska E.S., Uziyuk V.I., Byk S.I., Ilchyshchyn A.V. 2002. The Role of Genetic Factors in the Formation of Gas Capacity of Coal Deposits. *Geology and geochemistry of fossil fuels,* 4: 46-50 (in Ukrainian).

Biletsky V.S. (Ed.). 2004. Mining encyclopedic dictionary in 3 volumes. 3. Donetsk: Eastern Publishing House (in Ukrainian).

Bird K.J., Brownfield M.E., Charpentier R.R. 2013. Supporting data for the U.S. Geological Survey 2012 world assessment of undiscovered oil and gas resources: DDS–69–FF. Reston, VA: U.S. Geological Survey. https://doi.org/10.3133/ds69FF

Brizhanev A.M., Buryachenko R.A., Galazov R.A., Kiryukov V.V., KraschenkoS.D., Ksenda I.M., Kushch O.A., Savitskaya V.N. 1990. Forecast of Mining and Geological Conditions of Mining Operations in the Donetsk Basin. *Review inf. / TSNIEIugol,* 4: 1–53 (in Russian).

Brizhanev A.M., Galazov R.I. 1983. Metamorphism as the main factor of methane content in coal deposits. *Sov. geologiya,* 3: 19–22 (in Russian).

Charpentier R.R., Klett T.R., Attanasi E.D. 2008. Database for Assessment Unit-scale Analogs (exclusive of the United States). Version 1.0: U.S. Geological Survey Open-File Report 2007-1404. https://pubs.usgs.gov/of/2007/1404/

Egorov A.I. 1975. Paleogeographical proximity of Carboniferous coal-bearing and oil-and-gas-bearing areas. Carboniferous stratigraphy and geology of coal-bearing formations of the USSR. Moscow: Nedra (in Russian).

Eremin I.V., Gagarin I.V. 1998. Influence of Maceral Type on the Release Kinetics of Low-Molecular Compounds during Coal Metamorphism. *Khim. Tverd. Topl.,* 5: 9–20 (in Russian).

Ermakov V.I., Skorobogatov V.A. 1984. Genesis of hydrocarbon gases in coal-bearing and subcarbon-bearing formations. Moscow: Nedra (in Russian).

Ettinger I.L., Eremin I.V. 1980. Porosity and voidness of hard coals. *Izv. AN SSSR. Ser. geol.*, 5: 124–129 (in Russian).

Flores R.M. 1998. Coalbed methane: From hazard to resource. *Int. J. Coal Geol.,* 35 (1–4): 3–26. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(97)00043-8

Golitsyn M.V., Dumler L.F., Orlov I.V. (Eds.). 1973. Geology of coal and oil shale deposits of the USSR in 12 volumes. Vol. 5. Coal basins and deposits of Kazakhstan. Book 2. Basins and deposits of Mesozoic-Cenozoic age. Moscow: Nedra (in Russian).

Gordienko V.V., Gordienko I.V., Zavhorodnya O.V., Kovachikova S., Logvinov I.M., Pek Y., Tarasov V.M., Usenko O.V. 2006. Dnipro-Donets depression (geophysics, deep processes). Kyiv: Korvin Press (in Ukrainian).

Gordienko V.V., Usenko O.V. 2003. Deep processes in the Ukrain's tectonosphere. Kyiv: IGF NANU Publishing House (in Russian).

Grinberg I.V., Petrikovskaya M.E. 1965. Investigation of the isotopic composition of organic matter of fossil fuels. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Gürdal G., Yalçın M.N. 2000. Gas adsorption capacity of Carboniferous coals in the Zonguldak basin (NW Turkey) and its controlling factors. *Fuel,* 79: 1913–1924. https://doi.org/10.1016/S0016-2361(00)00050-8

Ignatchenko N.A., Zaitseva L.B., Ivanova A.V. 1979. Petrology of carboniferous coals of the Dnieper-Donets depression. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Irving E., North E.K., Couillard R. 1974. Oil, climate and tectonics. *Can. J. Earth. Sci.*, 11 (1): 1–17.

Ishchenko A.M. 1952. Sapropelite of the Donets basin. Kyiv: Publishing House of the AN USSR (in Russian).

Ivanova A.V. 2001. Determining of gassiness factors of coal seams of Donbas. *Geologičnij žurnal,* 1 (295): 54–60 (in Ukrainian).

Ivanova A.V. 2006. The gas content of the Carboniferous coal-bearing formation of Donbas. *Geologičnij žurnal,* 4 (317): 82–86 (in Ukrainian).

Ivanova A.V. 2012. Catalog of vitrinite reflection indicators of coal organic matter in sedimentary strata of the Don-Dnieper and Pre-Dobrudzha troughs with established paleogeothermal gradients and amplitudes of vertical movements of tectonic structures. Kyiv: IGN NANU (in Russian).

Ivanova A.V. 2016. Genesis and evolution of high-chlorine coals of Ukraine and use problems: Author's abstract. dis. ... Doct. Geol. Sci. Kyiv: IGN NANU (in Ukrainian).

Ivanova A.V., Gavryltsev V.B. 2021. Paleogeothermal and paleotectonic reconstructions based on vitrinite thermometry data (on the example of the upper Paleozoic deposits of the Dnieper-Donets depression and adjacent areas of Donbass). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 43 (3): 82–105. https://doi.org/10.24028/gzh.v43i3.236382 (in Russian).

Ivanova A.V., Gavryltsev V.B. 2022. Paleotemperature reconstructions based on vitrinite thermometry data (on the example of the Upper Paleozoic deposits of the Dnieper-Donets depression and the adjacent margins of the Donbas). *Geofizicheskiy Zhurnal*, 44 (5): 143–150. https://doi.org/10.24028/gzh.v43i3.236382.

Ivanova A.V., Zaitseva L.B. 2012. Geological Factors of the Gas Content in Carboniferous Deposits of the Kalmius-Toretsk Kettlehole. *Tektonika i stratyhrafiya,* 39: 21–29 (in Ukrainian).

Ivanova A.V., Zaitseva L.B. 2018. Gassiness factors in Lower Carboniferous Sediments of the Western Donbas (on the Example of the Pavlograd-Petropavlivsk Coal-Bearing Area). *Naftohazova haluz' Ukrayiny,* 5: 14–18 (in Ukrainian).

Ivanova A.V., Zaitseva L.B. 2022. Tonsteins and their role in the formation of the petrographic composition of coals. *Geologičnij žurnal,* 380 (3): 57–66. http://dx.doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2022.3.257499

Ivanova A.V., Zaitseva L.B., Spirina O.I. 2018. Geotectonic regime of formation of the coal-bearing deposits in the Western Donets Basin (Ukraine). *Geologičnij žurnal*, 1 (362): 66–79. https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2018.1.126569

Ivanyuta M.M. (Ed.). 1998. Atlas of Oil and Gas Fields of Ukraine in 6 volumes. 1–3: Eastern oil and gas-bearing region. Lviv: UNGA (in Ukrainian).

Kalinowski A.A., Gurba L.W. 2020. Interpretation of vitrinite reflectance-depth profiles in the Northern Denison Trough, Bowen Basin, Australia. *Int. J. Coal Geol.,* 219: 103367. https://doi.org/10.1016/j.coal.2019.103367

Kasyanov V.V., Terdovidov A.S. Dzhamalova Kh.F., Lakoba M.V. 1999. Composition and Types of Liquid Hydrocarbons in Donbass. *Ugol' Ukrainy,* 10: 50–51 (in Russian).

Koeverden van J.H., Karlsen D.A., Schwark L., Chpitsglouz A., Backer-Owe K. 2010. Oil-prone lower carboniferous coals in the Norwegian Barents Sea: implications for a Paleozoic petroleum system. *Journal of Petroleum Geology,* 33 (2): 155–182. https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2010.00471.x

Kosenko B.M., Levenshtein M.L. 1968. On the Possibility of Formation of Industrial Deposits due to Metamorphogenic Gases in Coal-Bearing Strata (Using the Example of the East Ukrainian gas- and oil-bearing basin). In: *Materials on the geology of the Donetsk basin.* Moscow: Nedra (in Russian).

Kravtsov A.I. (Ed.). 1979. Gas-bearing Properties of the USSR Coal Basins and Deposits in 3 volumes. 1. Coal basins and deposits of the European part of the USSR. Moscow: Nedra (in Russian).

Kuznetsov I.A. (Ed.). 1963. Geology of coal and oil shale deposits of the USSR in 12 volumes. 1. Coal basins and deposits of the south of the European part of the USSR. Moscow: Gosgeoltekhizdat (in Russian).

Kuznetsov I.G. 1951. Tectonics, volcanism and stages of formation of the Central Caucasus structure. *Tr. IGN AN SSSR. Geologicheskaya seriya,* No. 131. Moscow, 118 p. (in Russian).

Lapchinsky Yu.G., Nesterenko S.P. 1984. The scale of gas formation and gas accumulation in the Dnieper-Donets depression. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*, 3: 9–12 (in Russian).

Levenshtein M.L., Spirina O.I., Nosova K.B., Dedov V.S. 1991. Set of maps of Coal Metamorphism in the Donets Basin (on the Paleozoic surface, on the levels: –400 m, –1000 m, –1600 m, and on the structural plans of coal seams c_6^1 and k_5) at 1:500,000. Kyiv: Ministry of Geology of the USSR (in Russian).

Littke R., Ten Haven H.L. 1989. Palaoecologic trends and petroleum potential of Upper Carboniferous coal seams of Western Germany as revealed by their petrographic and organic geochemical characteristics. *Int. J. Coal Geol.,* 13 (1): 529–574. https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90106-7

Lukin A.E., Shestopalov V.M. 2018. From new geological paradigm to the problems of regional geological-geophysical survey. *Geofizicheskiy Zhurnal*, 40 (4): 3–72. https://doi.org/10.24028/gzh.0203-3100.v40i4.2018.140610 (in Russian).

Maksimov S.P. (Ed.). 1987. Oil and Gas Fields of the USSR: in 2 volumes. Moscow: Nedra (in Russian).

Matveev A.K. 1979. Coal basins and deposits of foreign countries. Moscow: MGU Publishing House (in Russian).

Maydanovich I.A., Radzivill A.Ya. 1984. Features of tectonics of coal basins of Ukraine. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Maydanovich I.A., Shulga V.F. 1990. Carboniferous coal-bearing formation. In: *Coal-bearing formations and material composition of coals of the Dnieper-Donets depression.* Kyiv: Naukova Dumka, pp. 91–113 (in Russian).

Mukhopadhyay P.K., Hatcher P.G., Calder J.H. 1991. Hydrocarbon generation from deltaic and intermontane fluviodeltaic coal and coaly shale from the Tertiary of Texas and Carboniferous of Nova Scotia. *Organic Geochemistry,* 17: 765–783. https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90020-K

Neruchev S.G., Rogozina E.A. 1992. Common Model of Oil and Gas Generation in Sedimentary Rocks. In: *Modeling of oil and gas generation.* Moscow: Nauka (in Russian).

Opluštil S., Schneider J. 2023. Middle-Late Pennsylvanian tectono-sedimentary, climatic and biotic records in basins of Europe, NW Turkey and North Africa – an overview. *Geological Society, Special Publications,* 535: 225–291. https://doi.org/10.1144/SP535-2022-215

Orda V.Ya. 1968. Main features of the gas regime in the middle part of Donbass. In: *Materials on the geology of the Donets Basin.* Moscow: Nedra (in Russian).

Petersen Henrik I. 2006. The petroleum generation potential and effective oil window of humic coals related to coal composition and age. *Int. J. Coal Geol.*, 67: 221–248. https://doi.org/10.1016/j.coal.2006.01.005

Petrov O.V. (Ed.). 2006. Petrological Atlas of Fossil Organic Matter in Russia. St.-Petersburg: VSEGEI (in Russian).

Pogrebnov N.I., Tyazhnov A.V., Shabarov N.V. (Eds.). 1978. Geology of coal and oil shale deposits of the USSR in 12 volumes. 12. General data on coal basins and deposits of the USSR. Moscow: Nedra (in Russian).

Popov V.S., Dzhamalova Kh.F., Ivanov G.P., Lapchinsky Yu.G., Malykhin M.Ya., Trushin Yu.I. 1970. On the prospects for industrial gas content in the Kalmius-Toretsk and Bakhmut Kettleholes. In: *Development of the gas industry of the Ukrainian SSR. Tr. UkrNIIGAZa,* 5: 26–36 (in Russian).

Privalov V.A., Sachsenhofer R.F., Izar A. 2004. Genetic identification of methane and geological nature of coal-and-gas outbursts in coal seams of the Donbas. *Naukovi pratsí DonNTU: Seríya gírn.-geolog.*, 72: 175–184 (in Russian).

Pryvalov V.O., Panova O.A., Izar A., Alsaab D. 2010. Parameterization of thermal regimes, generation and mass transfer of hydrocarbon gases during the history of geological development of Donbas. *Naukovi pratsi UkrNDMI NAN Ukrayiny,* 6: 95–123 (in Ukrainian).

Scotese C.R. 2016. PALEOMAP PaleoAtlas for GPlates and the PaleoData Plotter Program. PALEOMAP Project. http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.2.34367.00166

Shao L., Wang X., Wang D., Li M., Wang S., Li Y., Shao K., Zhang C., Gao C., Dong D., Cheng A., Lu J., Ji C., Gao D. 2020. Sequence stratigraphy, paleogeography, and coal accumulation regularity of major coal-accumulating periods in China. *Int. J. Coal Sci. Technol.,* 7 (2): 240–262. https://doi.org/10.1007/s40789-020-00341-0

Shirokov A.3., Zabigailo V.E., Kondratyuk I.T. 1969. On the problem of hydrocarbon migration within the southeastern part of the Dnieper-Donets depression. *Geologiya i geokhimiya goryuchikh iskopayemykh,* 18: 29–35 (in Russian).

Shpak P.F. (Ed.). 1989. Geology and oil and gas potential of the Dnieper-Donets depression. Oil and gas potential. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Shpak P.F., Lukin A.E. 1986. Conditions of oil and gas generation and the formation of hydrocarbon fields in Paleozoic deposits of the Dnieper-Donets depression. In: *Evolution of oil and gas formation in the history of the Earth.* Moscow: Nauka (in Russian).

Skorobogatov V.A. 2019. Paragenesis of fossil fuels in sedimentary basins and rocks of various types and ages. *Vesti gazovoy nauki*, 41 (4): 4–17 (in Russian).

Stach E., Mackowsky M.-Th., Teichmüller M., Taylor G.H., Chandra D., Teichmüller R. 1978. Coal Petrology: Translated from English under the title Petrologiya uglei. Moscow: Mir (in Russian).

Sykes R., Volk H., George S.C., Ahmed M., Higgs K.E., Johansen P.E., Snowdon L.R. 2014. Marine influence helps preserve the oil potential of coaly source rocks: Eocene Mangahewa Formation, Taranaki Basin, New Zealand. *Organic Geochemistry*, 66: 140–163. https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2013.11.005

Tewalt S.J., Kinney S.A., Merrill M.D. 2008. GIS representation of coal-bearing areas in North, Central, and South America: U.S. Geological Survey Open-File Report 2008-1257. Available online at https://pubs.usgs.gov/of/2008/125

Timofeev A.A., Timofeev V.A. 2004. Genetic relations of coal-bearing strata and oil source suites in coal-oil-gas-bearing basins. *Geologiya ugol'nykh mestorozhdeniy*, 14: 61–72 (in Russian).

Tissot B., Welte D. 1981. Formation and distribution of oil: Translated from English under the title Obrazovaniye i rasprostraneniye nefti. Moscow: Mir (in Russian).

Tovstyuk Z. (Ed.). 2009. Improvement of satellite technologies for the search and forecast of hydrocarbon deposits on the example of promising objects of the Azov-Black Sea region and the Dnieper-Donets basin. Research report. Part 2. State registration number 0105U000926. Kyiv: TSAKDZ IHN NAN Ukrayiny (in Ukrainian).

Vassoevich N.B. 1977. The formation of hydrocarbon gases in the process of lithogenesis. In: *Genesis of Hydrocarbon Gases and the Formation of Fields.* Moscow: Nauka (in Russian).

Vysotsky I.V., Vysotsky V.I., Olenin V.B. Oil and gas basins of foreign countries. Moscow: Nedra, 1990 (in Russian).

Wilkins R.W.T., George S.C. 2002. Coal as a source rock for oil: a review. *Int. J. Coal Geol.*, 50: 317–361. https://doi.org/10.1016/S0166-5162(02)00134-9

Yalçin M., Sedat I., Gürdal G., Mann U., Schaefer R.G. 2002. Carboniferous coals of the Zonguldak basin (northwest Turkey): Implications for coalbed methane potential. *AAPG Bulletin*, 86 (7): 1305–1328. https://doi.org/10.1306/61EEDC88-173E-11D7-8645000102C1865D

Zabigailo V.E., Shirokov A.Z. 1972. Problems of geology of gases of coal deposits. Kyiv: Naukova Dumka (in Russian).

Zhang G., Jin L., Lan L., Zhao Z. 2015. Analysis of the orderly distribution of oil and gas fields in China based on the theory of co-control of source and heat. *Natural Gas Industry B*, 2 (1): 49–76. http://dx.doi.org/10.1016/j.ngib.2015.02.005

Zhikalyak M.V., Nashkersky L.A. 2009. Justification for the Development of Complex Coal Deposit Degassing in Donbas. *Ukrainian Geologist*, 3: 108–114 (in Ukrainian).

Zhikalyak N.V., Shaidorova I.M., Sverbikhin Yu.G. 2012. Extracting Methane Gas from Coal Deposits and Mines in Western Donbass: Mining and Geological Conditions. *Geotekhnicheskaya mekhanika*, 102: 93–102 (in Russian).