

<https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.2.324774>

УДК 553.98 (477.2)

Особливості нафтогазоносності надр регіонів України та перспективи їх освоєння. Східний нафтогазоносний регіон

E-mail: lukin.ign.nanu@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0001-6475-9073>;
prig55@ukr.net,
<https://orcid.org/0000-0002-0256-9319>;
galinapon77@gmail.com,
<https://orcid.org/0009-0006-0012-8807>;
gggmonion@ukr.net,
<https://orcid.org/0009-0003-2310-7062>;
zubakova.ign.nanu@gmail.com,
<https://orcid.org/0009-0005-8711-9411>;
hbox@ukr.net,
<https://orcid.org/0009-0006-4319-9605>

*Corresponding author /
Автор для кореспонденції:
O.Yu. Lukin, lukin.ign.nanu@gmail.com

Received / Надійшла до редакції:
23.12.2024

Received in revised form /
Надійшла у ревізованій формі:
06.03.2025

Accepted / Прийнята:
10.04.2025

Keywords: hydrocarbons, oil and gas
resources, forecast, priority intervals,
promising zones.

Ключові слова: вуглеводні, ресурси
нафти і газу, прогноз, пріоритетні
інтервали, перспективні зони.

О.Ю. Лукін*, Т.М. Пригаріна, Г.С. Пономаренко, Г.Г. Гончаров, О.В. Зубакова, В.П. Гапон

Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна

Features of oil and gas content of the subsoil of Ukraine regions and prospects of their development. Eastern oil and gas bearing region

O.Yu. Lukin*, T.M. Prygarina, G.S. Ponomarenko, G.G. Goncharov, O.V. Zubakova, V.P. Gapon

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

The peculiarities of the oil and gas content of subsoil for the Eastern Region of Ukraine are considered. Important criteria related to the conditions of generation, migration, accumulation and preservation of the hydrocarbons are characterized. Their importance is shown in the forecasts of new oil and gas fields. The ranges of industrial oil and gas content of the subsoil have been determined and their connection with industrial hydrocarbon reserves in productive complexes has been established. As a result, priority intervals in productive complexes for priority geological exploration were allocated. The main one for new discoveries in the region, looking at the balance reserves of industrial categories, remain the Upper Visean complex at depths of 3–4 km. The significant (48%) residual hydrocarbon potential of the region expands the priority range of depths of this complex from 4 to 7 km. Mostly gas-condensate deposits of 43 Dnieper-Donets Basin fields lie deeper than 5 km, more than half of which are located in the Upper Visean complex, in particular, in the sediments of XII and XIII microfaunistic horizons of Glinsk-Solokhivsk oil and gas bearing district. It is in this part of the Dnieper-Donets Basin that the main patterns of oil and gas content of deeply submerged geological formations were revealed for the first time: the secondary nature of reservoirs, the discovery of the phenomenon of superreservoirs and the associated significant hydrocarbon production. Promising zones of intensive oil and gas accumulation associated with both hydrocarbons of traditional reservoirs and central-basin gas in dense reservoirs have been identified. The main direction of geological exploration in the region is associated with the megacomplex of the Lower Carboniferous at depths of more than 4 km in the Central segment of the Dnieper-Donets Basin. Promising territories within of oil and gas promising lands of the region require increased attention and study by parametric drilling and seismic exploration. This will favour the increase in industrial hydrocarbon reserves. The Eastern region will remain the leading in terms of hydrocarbon production in the near future. According to the features of geological structure, the full development of the oil and gas bearing complexes and variety of hydrocarbon trap types the region is unique with high potential opportunities.

© Видавець Інститут геологічних наук
НАН України, 2025. 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 National Academy of Sciences of
Ukraine, 2025. This is an Open Access article
under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>)

Ц и т у в а н н я : Лукін О.Ю., Пригаріна Т.М., Пономаренко Г.С., Гончаров Г.Г., Зубакова О.В., Гапон В.П. Особливості нафтогазоносності надр регіонів України та перспективи їх освоєння. Східний нафтогазоносний регіон. *Геологічний журнал*. 2025. № 2 (391). С. 13–22. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.2.324774>

C i t a t i o n : Lukin O.Yu., Prygarina T.M., Ponomarenko G.S., Goncharov G.G., Zubakova O.V., Gapon V.P. 2025. Features of oil and gas bearing of the subsoil of Ukraine regions and prospects of their development. Eastern oil and gas bearing region. *Geologichnij žurnal*, 2 (391): 13–22. <https://doi.org/10.30836/igs.1025-6814.2025.2.324774>

Вступ

Вуглеводневий потенціал України сконцентрований у трьох нафтогазоносних регіонах – Східному, Західному та Південному, в яких у сучасний період виявлено понад 450 родовищ нафти і газу із запасами промислового значення в сумі 801,7 млн т умовного палива (УП). Площа нафтогазоперспективних земель у Східному регіоні досягає 110 тис. км² з урахуванням земель Дніпровського грабену, Північного та Південного бортів до ізогіпси залягання поверхні кристалічного фундаменту -1 км. За нафтогазогеологічним районуванням регіон представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазоносною областю, до якої входять 11 нафтогазоносних і чотири перспективних райони. Тектонічно область розміщена в межах однойменної западини – внутрішньоплатформної рифтової структури, яка, у свою чергу, є ланкою гетерогенного транс-континентального Сарматсько-Туранського лінеamentу. Віковий діапазон нафтогазоносності надр регіону простежується від мезозою до докембрію, де налічується вісім продуктивних комплексів (зверху вниз): мезозойський (юра, тріас), нижньопермсько-верхньокам'яновугільний, середньокам'яновугільний, мегакомплекс нижнього карбону із серпуховським, верхньовізейським і нижньовізейсько-турнейським, а також девонський і докембрійський. Східний регіон є провідним серед усіх регіонів України за потенціалом нафтогазоносності надр. Балансові запаси вуглеводнів (ВВ) промислового значення досягають у ньому 74 % від загальних у регіонах України. Доведена глибина промислової газоносності становить 6582 м (Семиренківська площа), нафтоносності – 5332 м (Карайкозівська площа).

Актуальність статті полягає у вивченні важливих аспектів нафтогазоносності Східного регіону з огляду на сучасний стан освоєння його надр, обґрунтуванні перспективних зон інтенсивного нафтогазонакопичення та визначенні пріоритетних напрямів подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, беручи до уваги, що вуглеводнева сировина відноситься до стратегічної.

Метою роботи є обґрунтування шляхів нарощування вуглеводневої сировинної бази Східного регіону та перспектив її освоєння.

У статті використано матеріали власних наукових, ресурсологічних і лабораторних досліджень авторів та опрацьованих опублікованих

джерел за темою, що розглядається. **Методи роботи** включають збір і науковий аналіз фактичного матеріалу, аналітичні дослідження, ресурсологічний аналіз запасів і ресурсів нафти і газу.

Розглянуто важливі критерії нафтогазоносності надр Східного регіону та обґрунтовано стратегічні напрями освоєння його надр.

Дослідженню особливостей нафтогазоносності надр Східного регіону присвячено багато публікацій. Так, генераційний потенціал порід регіону у різні роки вивчали О.Ю. Лукін, Є.Ф. Шевченко, Т.О. Сирота, Б.П. Кабишев, Л.П. Кононенко, С.В. Онуфришин, С.О. Мачуліна, І.М. Бабко, В.В. Макогон.

Покришки нафти і газу у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ) з різними підходами досліджували А.О. Білик, В.М. Зав'ялов, О.Ю. Лукін, В.Т. Кривошеев, В.О. Кривошея та ін. Результатом досліджень О.Ю. Лукіна стала низка карт якості покришок, які перманентно оновлюються із залученням нових даних.

Роль глибинних розломів як важливого показника міграції ВВ розглянуто в численних статтях і монографіях В.Б. Порфир'єва, Г.Н. Доленка, В.К. Гавриша та деяких інших дослідників, в яких вони доводили вплив розломів на формування зон покращених колекторів нафти і газу, незважаючи на різний механізм обґрунтування такого впливу.

В якості провідного показника акумуляції ВВ Ю.О. Арсірій та Б.П. Кабишев вважали приуроченість родовищ ВВ до додатних структур різних порядків. У різні роки вони були авторами великомасштабних карт середніх за розмірами структур ДДЗ, які доповнювалися з часом. Останньою з опублікованих карт стала Великомасштабна тектонічна карта ДДЗ під редакцією Б.П. Кабишева (1980), де виділена велика кількість структурних елементів II, III та проміжних порядків. Оновлений варіант карти підготовлено за участю Т.М. Пригаріної при виконанні тематичної роботи, але, на жаль, не опубліковано.

Викладення матеріалу дослідження

Огляд критеріїв нафтогазоносності надр ДДЗ.

Одним з провідних показників нафтогазоносності у регіоні є умови генерації ВВ, які напряму корелюють зі ступенем катагенезу порід. Нафтогазогенеруючі товщі ДДЗ представлені карбонатними, карбонатно-теригенними та теригенними утвореннями девонського і кам'яновугільного віку.

Нафтогазогенеруюча роль різних частин верхнього девону нерівноцінна. За складом розсіяної органічної речовини (ROP) у верхньодевонському комплексі виділяються як збагачені органічною речовиною (ОР), так і бідні в генераційному відношенні відклади. Результати дослідження керн в різні роки в лабораторії Чернігівського відділення УкрДГРІ (О.Ю. Лукін та ін.) з данково-лебедянських відкладів, алатирського, семилуцького, пашийського, старооскольського та пярнусько-наровського горизонтів девону за складом ROP і його хлороформного екстракту свідчать про низький генераційний потенціал ВВ. До категорії з підвищеним генераційним потенціалом відносять глинисто-карбонатні породи задонсько-єлецького та воронезького горизонтів верхньодевонських відкладів. До категорії з хорошим і дуже хорошим генераційним потенціалом ВВ належать тільки поодинокі зразки пісковиків і мергелів данково-лебедянського та воронезького горизонтів верхнього девону. Виходячи з даних катагенетичного перетворення порід, захороненої в них ОР і результатів геохімічних досліджень відкладів девону як найзануренішої товщі осадового чохла ДДЗ, встановлено, що при їх зануренні значні обсяги порід вийшли із головної зони нафтоутворення (ГЗН або «нафтового вікна») і знаходяться в умовах головної зони газоутворення (ГЗГ або «газового вікна»). Основні обсяги вуглеводневого газу з девонських відкладів, особливо з порід фаменського ярусу, емігрували в кам'яновугільні відклади, які залягають вище.

Нижньовізейсько-турнейський комплекс є одним з головних нафтогазогенеруючих комплексів регіону. Він представлений теригенними вугленосними і строкатоколірними, а також карбонатними лагунно-морськими формаціями. Роль карбонатних порід тут у середньому становить 30 % у теригенних і 60 % у карбонатних формаціях. За ступенем катагенезу порід виділяються території, де турнейсько-нижньовізейські відклади частково або повністю знаходяться в ГЗН (стадії $МК_{1-2}$ – північно-західна частина ДДЗ); у ГЗГ, підзоні конденсації (стадії $МК_{3-4}$ – центральна частина ДДЗ); підзоні метаноутворення (стадії $МК_5$ – $АК_2$ – крайові зони південно-східної частини ДДЗ) та зоні генерації кислих газів (стадія $АК_3$ і вище – центр південно-східної частини ДДЗ).

Верхньовізейські відклади є головним нафтогазогенеруючим (Шевченко, Сирота, 1983) та одним з двох основних акумулюючих комплексів ДДЗ. У відкладах широкого поширення набули сингенетичні поклади нафти і газу, також спостерігаються і вторинні (міграційні) скупчення ВВ. Останні можливі в центральній та периферійних зонах регіону. В останні десятиліття з точки зору генераційного потенціалу активно досліджувалася товща візейських доманікитів (так званих «рудівських» шарів), яка зараз вважається однією з основних генеруючих товщ візе (Мачуліна, Бабко, 2004; Лукін, 2014 та ін.). Геохімічні характеристики серпуховського і верхньовізейського комплексів подібні. Відклади обох комплексів на всій території ДДЗ пройшли стадію протокатагенезу та знаходяться в широкому діапазоні катагенетичної шкали від $МК_1$ (стадія вуглефікації ОР, що відповідає верхній частині мезокатагенезу) до $АК_1$ (стадія вуглефікації ОР, що відповідає верхній частині апокатагенезу). Відклади північно-західної частини западини і прибортових зон знаходяться в ГЗН (мезокатагенез $МК_1$ – $МК_2$). До цієї зони приурочена переважна більшість нафтових родовищ, вона займає майже 30 % території западини. Близько 70 % території ДДЗ (південно-східна частина) знаходяться в ГЗГ (стадії $МК_3$ – $АК_1$), де наявні здебільшого газоконденсатні та газові родовища.

Середній карбон не відноситься до основних нафтогазогенеруючих комплексів. Він характеризується вмістом ROP від 0,1 до 5,6 % (в середньому 0,6–0,9 %). Генетичний склад ROP у карбонатних породах нижнього башкиру представлений сапропелітами, а в теригенних відкладах – переважно гумітами. Аналіз умов генерації ВВ свідчить, що комплекс володіє власним нафтогазогенераційним потенціалом у Західній субобласті та південній прибортовій зоні Східної субобласті тільки в нижній частині розрізу. Власний генераційний потенціал породи комплексу можуть мати у Машівсько-Шебелинському, Співаківському і Лисичанському нафтогазоносних районах (НГР), можливо, й у Рябухинсько-Північно-голубівському.

Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс за вмістом запасів ВВ є одним із двох основних у регіоні. Проте нафтогазогенеруючі властивості його порід є низькими як унаслідок низького вмісту ОР, так і особливо низької термальної зрілості порід майже на всій території ДДЗ. Комплекс складений червоноколірною

та строкатоколірно-вугленосною формаціями. В першій кількості POP становить 0,1–1 % (в середньому 0,2–0,3 %), а вміст ВВ – 0,004–0,005 % на породу. Це характеризує її як таку, що не генерує нафту. В другій формації кількість POP сягає 0,5–1 %, а вміст ВВ – 0,008–0,025 %, що відповідає характеристиці товщі, яка слабо генерує нафту. Склад ОР – переважно гумусовий. Поклади ВВ комплексу головним чином є міграційними, приуроченими до антиклінальних пасток. Перспективність неантиклінальних пасток у комплексі вважається невисокою.

Досить низький вміст $C_{орг}$ встановлено у відкладах тріасу, інколи бітумні речовини повністю відсутні. Осадконакопичення у нижній і середній юрі відбувалося у відновлювальному середовищі. Тому, на відміну від тріасових відкладів, у них відмічається підвищений вміст ОР – до 2 %. Усі поклади ВВ у мезозойському комплексі є міграційними.

Сучасні дослідження й узагальнення в області катагенезу (термальної зрілості) порід використовуються для з'ясування загальних закономірностей зміни ступеня перетворень порід нафтогазоносних і нафтогазогенеруючих комплексів у розрізі осадової товщі та по площі регіону. За піролітичним методом на апараті Рок-Евал (дані Чернігівського відділення УкрДГРІ, 1999 р., Меморандум з Геологічною службою США) підтверджені високі нафтогазогенеруючі властивості відкладів нижнього карбону (з максимумом у верхньому візе) і меншою мірою – девону, що відповідає теорії головних фаз нафто- та газонакопичення (ГФН – ГФГ). З оцінкою відповідних параметрів проаналізовано 166 зразків порід з 36 свердловин на 27 площах ДДЗ. За аналізом на апараті Рок-Евал виявився більший вміст $C_{орг}$ у нижньокам'яновугільних і девонських відкладах, ніж це уявлялося раніше за хіміко-бітумінологічним аналізом. Загалом результати аналізу на апараті Рок-Евал засвідчили коректність картографічних побудов за відбивною здатністю вітриніту.

У сучасний період уточнена й оновлена низка карт катагенезу з додаванням нових параметрів досліджень, виконаних О.Ю. Лукіним.

Провідним показником умов збереження ВВ у регіоні є клас покришок. Різноманітні за літолого-фаціальною належністю, стратиграфічним глибинним діапазоном, петрофізичними параметрами, гідрогеологічними та геотермодинамічними умовами залягання флюїдоупори ДДЗ

представлені покришками всіх основних п'яťох класів за класифікацією А.А. Ханіна – А, В, С, Д, Є (Ханін, 1968), включаючи два проміжних (АВ і ВС) класи, що були виділені пізніше О.Ю. Лукіним за новими експериментальними даними. На підставі досліджень останніх років О.Ю. Лукіна карти якості покришок по основних продуктивних комплексах уточнено й оновлено.

Аналіз залежності розподілу покладів ВВ від класу покришок засвідчує відоме положення про вплив якості покришок на фазовий стан ВВ – поклади газу знаходяться під більш якісною покришкою, ніж поклади нафти. Деякі поклади нафти екрануються навіть покришкою класу Д, під якою в ДДЗ не відкрито жодного газового покладу.

У регіоні виділяються регіональні, зональні та локальні покришки, які складені переважно глинистими, хомогенними, а також карбонатними породами, зрідка – вулканогенними. Девонськими регіональними флюїдоупорами класу А слугують євланівсько-ливенська (нижня сіль) та данково-лебединська (верхня сіль) соленосні товщі. Покришками найвищого класу є також пермські сульфатно-галогенні товщі (клас А). Під ними сформувалися значні масивно-пластові газоконденсатні поклади у відкладах картамиської та микитівської світ (Шебелинське, Західно-Хрещинське та інші родовища). Регіональним флюїдоупором також слугує пересазька червоноколірна глиниста товща, під якою сформувалися найбільші нафтові поклади у Леляківському, Гнідинцівському та Глинсько-Розбишівському родовищах. В інших комплексах ДДЗ існує значна кількість зональних і локальних покришок, які утримують різнотипні поклади ВВ.

Серед основних показників умов міграції ВВ у регіоні вплив глибинних розломів посідає не останнє місце. Щодо їх впливу на нафтогазоносність однозначної думки у дослідників немає. В.Б. Порфир'єв у цьому питанні був незаперечним і вважав, що генетичний зв'язок нафтогазоносності з глибинними розломами в усіх нафтогазоносних регіонах настільки чіткий, що не потребує аргументації. Такої ж думки дотримувалися Г.Н. Доленко та В.К. Гавриш, який присвятив дослідженню глибинних розломів численні монографії (Гавриш, 1974, 1978 та ін.). О.Ю. Лукін вважає, що по розломах досі відбуваються висхідні потоки глибинних флюїдів. Це доведено результатами нещодавніх лабораторних досліджень складу ВВ з великих глибин (понад 6000 м) Семиренківського родовища (Лукин, Гафич, 2016).

За нашими дослідженнями просторовий зв'язок родовищ ВВ у ДДЗ з низкою глибинних розломів не підлягає сумніву. Зауважимо, що маємо на увазі перш за все крайові глибинні розломи (субширотні рифейсько-девонські) та докембрійські (субмеридіональні) глибинні розломи, за В.К. Гавришем, які він називав успадкованими глибинними структурами (Гавриш, 1974).

У прирозломній зоні вздовж північного крайового глибинного розлому, який обмежує грабен ДДЗ з півночі, знаходяться такі родовища ВВ: Хухринське, Прокопенківське, Деркачівське, Наріжнянське, Веселкове, Білозірське, Моспанівське, Оливинівське, Максальське та ін.; у зоні південного крайового розлому – родовища: Лиманське, Зачепилівське, Ливенське, Михайлівське, Юрїївське, Кременівське, Улянівське, Голубівське, Левенцівське.

У Центральному сегменті ДДЗ до зони дорифтового субмеридіонального Криворізько-Комарицького розлому відносяться такі родовища: Новотроїцьке, Семиренківське, Кавердинське, Вакулівське, Сагайдацьке; Верхівцівсько-Льговського розлому – Рибальське, Опішнянське, Рувовщинське, Академіка Шпака, Східнополтавське, Копилівське, Суходолівське, Руденківське, Новомиколаївське. Зона Болтисько-Обоянського дорифтового розлому північно-східного простягання контролює Новотроїцьке, Перевозівське, Кошевойське, Сорочинське та Радченківське родовища.

Нами визначено приуроченість Семиренківського родовища до зони докембрійського субмеридіонального глибинного Криворізько-Комарицького розлому, який успадковує у сучасному структурному плані долина р. Псел. Розлом добре простежується по скидо-зсуву крайових розломів Дніпровського грабену. Семиренківська структура опинилася у вузлі перетину двох структурних ліній, які панують у ДДЗ, – дорифтової субмеридіональної та рифтової субширотної. Таке її положення підтверджується і лабораторними дослідженнями основних напрямів тріщинуватості по керну (С.Б. Ларін, Чернігівське відділення УкрДГРІ). Положення структури, безумовно, позначається на особливостях її нафтогазоносності та дебітах ВВ. Виходячи з практичних наслідків глибокого буріння, в подібних зонах можна очікувати присутність покращених колекторів як гранулярних, так і тріщинуватих. В цьому полягає їх прогнозне значення.

Зони глибинних розломів загалом мають вплив на формування літолого-стратиграфічних особливостей різновікових комплексів, градієнти їх товщин. Ми прогнозуємо, що до вузлів перетину цих розломів можуть бути приурочені значні за запасами поклади ВВ.

Серед показників акумуляції ВВ виділяється приуроченість скупчень ВВ до додатних структур різних порядків. Ці групи характеризуються різними умовами акумуляції ВВ на шляхах їх латеральної та вертикальної міграції. Понад 40 % родовищ пов'язано з поодинокими структурами, розташованими на схилах крупних депресій ДДЗ – Срібненської, Жданівської, Лютенської тощо і на моноклінальних схилах північної та південної прибортових зон. Близько 40 % родовищ ВВ приурочено в регіоні до 15 валів (Талайівсько-Гадяцький, Глинсько-Розбишівський, Котелівсько-Березівський та ін.), які є достатньо протяжними антиклінальними підняттями осадового чохла, що іноді успадковують структурні форми кристалічного фундаменту. Звичайно у межах валу в середньому концентрується до 10 родовищ. До 17 малих валів (Софіївсько-Ярошівський, Комишнянсько-Кошевойський, Лисівсько-Романівський та ін.), які зазвичай об'єднують два-чотири родовища, приурочено близько 20 % родовищ ДДЗ. Вали та малі вали мають властивість концентрувати більш великі родовища, при цьому вони не перешкоджають формуванню і значної кількості дрібних (Кабышев, 1980). За розподілом початкових геологічних запасів ВВ найбільша їх частка (близько 49 %) припадає на родовища, що приурочені до валів; з них у великих родовищах концентрується 76 % запасів ВВ, у середніх – 14 %, у дрібних – 10 %. Вали і малі вали – це зони нафтогазонакопичення антиклінального типу. Вони поєднують локальні підняття з подвійним структурним контролем. Це дає підстави зробити такий прогнозний висновок: прогнозні підняття, які виявлятимуться в зазначених зонах нафтогазонакопичення, варто вважати перспективнішими, ніж ті, які знаходяться у межах інших структурних елементів II порядку або розміщені поодинокі. Нами, зокрема, за геологічними даними обґрунтовано перспективність Майорівської структури, яка приурочена до східного замикання Глинсько-Солохівського валу, додатної структури II порядку. Тут у 2024 р. відкрито газоконденсатне родовище з суттєвими дебітами газоконденсату із серпуховського ярусу нижнього карбону.

Визначення діапазонів промислової нафтогазоносності надр. Детальне вивчення діапазонів промислової нафтогазоносності надр дозволяє більш надійно обґрунтовувати основні напрями освоєння їхнього вуглеводневого потенціалу та глибини залягання нових покладів ВВ. Зіставлення ресурсних показників і діапазонів промислової нафтогазоносності дозволяє конкретизувати знаходження основної зони нафтогазонакопичення у надрах кожного з регіонів, що має суттєве пошукове значення з точки зору відкриття нових родовищ ВВ.

Діапазони нафтогазоносності продуктивних комплексів регіону розглянуті за поточними балансовими запасами (у %) родовищ ВВ, яких у ДДЗ налічується 275 (без урахування перспективних площ). Поточні балансові запаси – це запаси ВВ промислових категорій, які напряду характеризують промислову нафтогазоносність надр (класи 111+121+122).

Промислова нафтогазоносність мезозойсько-го, нижньопермсько-верхньокам'яновугільного, середньокам'яновугільного та серпуховського продуктивних комплексів регіону головним чином пов'язана з глибинами до 3 км, верхньовізейського та докембрійського – з глибинами 3–4 км, нижньовізейсько-турнейського та девонського – з глибинами 4–5 км. Порівняно незначні глибини промислової нафтогазоносності найдревнішого докембрійського комплексу пояснюються знаходженням його родовищ тільки в межах прирозломної зони Північного борту. Загалом спостерігається тенденція зростання промислової нафтогазоносності в більш древніх комплексах із збільшенням глибин. Однак це не

заперечує нових відкриттів у різних комплексах на різних глибинах, де, як випливає з таблиці, така можливість існує. Разом з тим при виборі першочергових об'єктів для проведення геологорозвідувальних робіт на нафту і газ пріоритети варто віддавати об'єктам у тих комплексах, де діапазон глибин у них є найпродуктивнішим. Пріоритетним на нові відкриття у регіоні з огляду на балансові запаси ВВ промислових категорій залишається верхньовізейський комплекс на глибинах 3–4 км. Однак суттєвий залишковий вуглеводневий потенціал регіону (48 %) розширює пріоритетний діапазон глибин від 4 до 7 км.

Виділення перспективних зон інтенсивного нафто- та газонакопичення. Східний регіон серед нафтогазоносних регіонів України є наймолодшим за часом відкриття родовищ ВВ і найзначнішим за величиною початкових сумарних видобувних ресурсів і розвіданих запасів ВВ. Сучасні початкові сумарні видобувні ресурси ВВ регіону становлять 5319,0 млн т УП; з них накопичений видобуток – 41 %, розвідані поточні запаси (класи 111+121+122) – 11 %, нерозвідані ресурси (класи 333+334) – 48 %. За рахунок аудиту родовищ ДДЗ за 20 років суттєво (у 2 рази) зменшилися промислові запаси родовищ, що знизило розвіданість регіону на 5 %, незважаючи на збільшення накопиченого видобутку. Таким чином, збільшився баланс нерозвіданої частини ресурсної бази ДДЗ, який потрібно задіяти для пошуку та відкриття нових родовищ нафти і газу в регіоні.

Суттєвий ресурсний потенціал газу регіону знаходиться також у щільних колекторах центральнобасейнового типу. Видобувні ресурси його до глибини 4,5 км оцінені в 8482 млрд м³,

Таблиця. Розподіл поточних балансових запасів родовищ ВВ Східного регіону за глибинами
Table. Distribution of current balance reserves of oil and gas fields in the Eastern region by depth

№ з/п	Продуктивні комплекси	Діапазони глибин /% запасів			
		до 3 км	3–4 км	4–5 км	5–6 км
1	Мезозойський (Т–J)	100 %	–	–	–
2	Нижньопермсько-верхньокам'яновугільний (P1–C3)	96,8 %	3 %	–	0,2 %
3	Середньокам'яновугільний (C2)	64 %	26 %	10 %	–
4	Серпуховський (C1s)	73 %	6 %	21 %	–
5	Верхньовізейський (C1v2)	4 %	82 %	13 %	1 %
6	Нижньовізейсько-турнейський (C1v1–t)	15 %	27 %	54 %	4 %
7	Девонський (ДЗ)	17 %	30 %	53 %	–
8	Докембрійський (Рє)	–	100 %	–	–

що у 2 рази більше від початкових ресурсів газу в традиційних пастках, а від нерозвіданих ресурсів – майже у 6 разів. Ресурси центральнобасейнового газу є додатковими до тих традиційних, які вже існують в регіоні (Пригаріна та ін., 2003).

Високий ступінь освоєння продуктивних комплексів верхніх частин надр ДДЗ не заперечує наявності значних потенційних ресурсів ВВ, особливо в глибокозанурених горизонтах осадового чохла. У регіоні відкрито близько 100 родовищ з вуглеводневими покладами на глибинах понад 4 км. Поклади (переважно газоконденсатні) 43 родовищ ДДЗ залягають глибше 5 км, більша половина з яких знаходиться у верхньовізейському комплексі, зокрема, у відкладах XII та XIIIa мікрофауністичних горизонтів Глинсько-Солохівського НГР. Саме в цій частині ДДЗ вперше виявлено основні закономірності нафтогазоносності глибокозанурених геологічних формацій: вторинний характер колекторів, відкриття феномену суперколекторів і пов'язаних з ними значних дебітів ВВ. За даними комплексного вивчення деяких родовищ встановлено, що глибокозанурені газоконденсатні родовища знаходяться в процесі формування, причому такими темпами, які зіставляються з темпами самого інтенсивного видобування (Лукин, 2014). Найбільші глибини отримання промислових припливів газу і конденсату встановлені на Перевозівському і Семиренківському родовищах, досягаючи 6250 і 6582 м, відповідно. У продуктивних відкладах глибоких горизонтів проявляються морфогенетичні, флюїдодинамічні та геохімічні особливості, які є нетиповими для осадових резервуарів нафти і газу на звичайних (менше ніж 4 км) глибинах (Лукин, Гафич, 2016; Макогон, 2017).

За концентрацією нерозвіданих ресурсів на сьогодні чільне місце у регіоні посідають продуктивні комплекси нижнього карбону: серпуховський, верхньовізейський, турнейсько-нижньовізейський, яким належить 70 % нерозвіданих ресурсів. Територіально основним залишковим вуглеводневим потенціалом (майже 30 % ресурсів) володіє Глинсько-Солохівський НГР, приурочений до центральної приосьової частини ДДЗ. Порівняно з іншими районами він містить у своїх надрах найбільшу кількість продуктивних комплексів у розрізі – від мезозою до девону. При цьому район достатньо великий по площі, що сприяє нарощуванню перспективних територій. Таким чином, основний напрям геологорозвід-

вальних робіт на нафту і газ у регіоні пов'язаний з нижньокам'яновугільним мегакомплексом на глибинах понад 4 км у Центральному сегменті ДДЗ (див. рисунок).

До значних науково-практичних розробок у ДДЗ відноситься виділення ареалів нафтогазоносності, в межах яких вже встановлені родовища ВВ. Наприклад, Богатойсько-Орельсько-Затишненьський і Срібненський ареали пов'язані з карбонатними рифогенними утвореннями і з теригенними пастками, які утворюють закономірні асоціації родовищ ВВ (Лукин, 2014). Раніше такий тип групування родовищ нам був невідомий. Це дає підстави розраховувати на відкриття в ДДЗ нових, достатньо крупних родовищ, які ми прогнозуємо в Центральному сегменті.

Детального вивчення потребують у регіоні також перспективні райони з невстановленою промисловою нафтогазоносністю. За останній час один з таких районів – Октябрьсько-Лозовський перейшов до категорії газонасних. В ньому відкрито газоконденсатний поклад у Герсєванівському родовищі в комплексі середнього карбону. В майбутньому перспективні території в межах нафтогазоносних земель регіону вимагають підвищеної уваги і вивчення параметричним бурінням і сейсморозвідкою. Зокрема, це стосується Південного борту ДДЗ, землі якого є слабо освоєними (див. рисунок).

Одними з найперспективніших районів для пошуків скупчень газу центральнобасейнового типу є Красноріцький та Лисичанський, розміщені у крайній південно-східній частині ДДЗ. Тут зосереджено близько 20 % ресурсів газу центральнобасейнового типу від загальних по регіону та домінують щільності цих ресурсів від 200 до 500 млн м³/км² (Пригаріна та ін., 2003).

Висновки

Аналіз вуглеводневої ресурсної бази Східного регіону свідчить, що регіон і надалі залишатиметься провідним за обсягами видобутку вуглеводневої сировини, оскільки за особливостями геологічної будови, повнотою розвитку нафтогазоносних комплексів і різноманіттям типів пасток ВВ він є унікальним регіоном високих потенційних можливостей подальшого нарощування розвіданих запасів нафти і газу. Пріоритетними напрямками нафтогазопошукових робіт у Східному регіоні повинні стати: глибокі горизонти; пошуки великих і середніх за запасами родовищ нафти і газу; опощування рифогенно-карбонатних споруд;

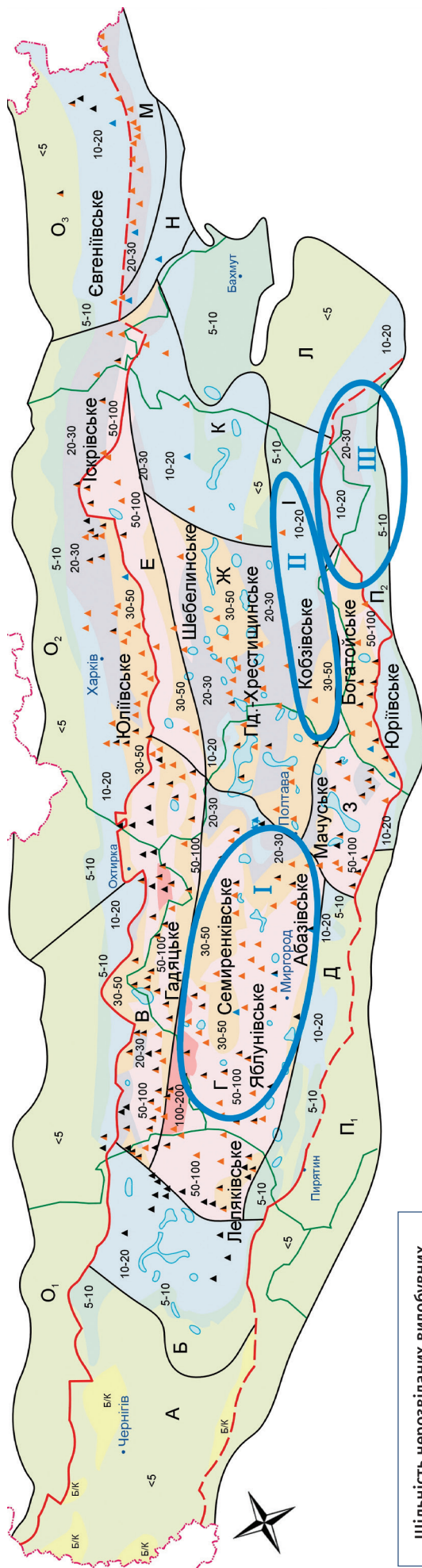


Figure. Promising zones and areas of the Eastern oil and gas region of Ukraine: 1 – boundaries of administrative regions of Ukraine; 2 – boundaries of oil and gas-bearing districts (A – Chernihivsko-Bragynsky perspective district, B – Monastynshchensko-Sofivskyi oil district, B – Talalayivsko-Rybalskyi oil and gas district, Г – Hlynko-Solokhivskyi oil and gas district, Д – Antonivsko-Bilotselivskyi perspective district, Е – Ryabukhinsko-Pivnichnolubivskyi oil and gas district, Ж – Mashivsko-Shebelynskyi oil and gas district, 3 – Rudenkovsko-Proletarskyi oil and gas district, І – Oktyabrsko-Lozovskyi gas district, К – Spivakivskyi gas district, Л – Kalmius-Bakhmutskyi perspective district, М – Krasnoritskyi gas district, Н – Lysychanskyi gas district, О – oil and gas district of Pivnichnyi Bort, П – perspective district of Pivdennyi Bort); 3 – border of the Dnieper-Donets graben, 4 – salt stocks; fields: 5 – gas, 6 – gas-condensate, 7 – oil, 8 – oil and gas, 9 – oil and gas-condensate; 10 – promising zones and areas (І – area of the Dnieper-Donets Basin Central segment, ІІ – Oktyabrsko-Lozovskyi gas district, ІІІ – perspective district of Pivdennyi Bort)

Рисунок. Перспективні зони й ареали Східного нафтогазоносного регіону України: 1 – границі адміністративних областей України; 2 – границі нафтогазоносних районів (А – Чернігівсько-Брагинський перспективний район, Б – Монастирщенсько-Софіївський нафтоносний район, В – Талалаївсько-Рибальський нафтогазоносний район, Г – Глинсько-Солохівський нафтогазоносний район, Д – Антонівсько-Білоцерківський перспективний район, Е – Рябухінсько-Північнолугівський нафтогазоносний район, Ж – Машівсько-Шебелінський нафтогазоносний район, 3 – Руденківсько-Пролетарський нафтогазоносний район, І – Октябрсько-Лозовський газоносний район, К – Співаківський газоносний район, Л – Кальміусь-Бахмутський перспективний район, М – Красноріцький газоносний район, Н – Лисичанський газоносний район, О – нафтогазоносний район Північного борту, П – перспективний район Південного борту); 3 – границя Дніпровсько-Донецького грабену; 4 – соляні штоки; родовища: 5 – газові, 6 – газоконденсатні, 7 – нафтові, 8 – нафтогазові, 9 – нафтогазоконденсатні; 10 – перспективні зони й ареали (І – ареал Центрального сегменту Дніпровсько-Донецької западини, ІІ – Октябрсько-Лозовський газоносний район, ІІІ – перспективний район Південного борту)

Щільність нерозвіданих видобувних (кат. С3+D, класи 333-334) ресурсів ВВ, тис. т/км²

100-200

50-100

30-50

20-30

10-20

5-10

<5

Без кількісної оцінки (БК)

1

Ж

2

3

4

5

6

7

8

9

10

пошуки і розвідка неантиклінальних («слабких») пасток ВВ; пошуки скупчень «нетрадиційного» газу, опошукування малих глибин (Південний борт та ін.). При реалізації цих напрямів варто враховувати основні критерії нафтогазоносності надр регіону в якості допоміжного прогностичного чинника.

Наукова новизна роботи полягає у:

- застосуванні важливих критеріїв нафтогазоносності в прогностичних дослідженнях, які впроваджуються в практику геологорозвідувальних робіт на нафту і газ (обґрунтування відкриття Майорівського родовища);
- зіставленні ресурсних показників і діапазонів промислової нафтогазоносності, що дозволяє конкретизувати знаходження основної зони нафтогазонакопичення у надрах і має суттєве прогностично-пошукове значення з точки зору відкриття нових родовищ ВВ;
- виділенні перспективних зон інтенсивного нафто- та газонакопичення, з якими пов'язується відкриття значних за запасами родовищ нафти і газу як традиційного, так і нетрадиційного типів.

Внесок авторів. О.Ю. Лукін – огляд показників умов генерації та умов збереження ВВ у надрах, участь у виділенні перспективних зон та ареалів Східного регіону, висновки; Т.М. Пригаріна – вступ, аналіз запасів і ресурсів вуглеводневої сировини, огляд показників умов міграції й акумуляції ВВ, участь у виділенні діапазонів промислової нафтогазоносності надр, участь у виділенні перспективних зон та ареалів Східного регіону, висновки; Г.С. Пономаренко – реферат, вступ, аналіз розподілу приуроченості родовищ нафти і газу та ресурсів ВВ до валів і малих валів у ДДЗ; Г.Г. Гончаров – участь у виділенні діапазонів промислової нафтогазоносності надр, участь у виділенні перспективних зон та ареалів Східного регіону; О.В. Зубакова – участь в огляді показників міграції ВВ, встановлення координат родовищ для зіставлення з поперечними глибинними розломами, обробка матеріалів; В.П. Гапон – забезпечення первинним фактичним матеріалом у процесі досліджень.

Розглянуто особливості нафтогазоносності надр Східного регіону України. Охарактеризовано важливі критерії, пов'язані з умовами генерації, міграції, акумуляції та збереження вуглеводнів у надрах. Показано їх значення в прогнозах нових родовищ нафти і газу. Визначено діапазони промислової нафтогазоносності надр і встановлено їх зв'язок з промисловими запасами вуглеводнів у продуктивних комплексах. Як результат, виділено пріоритетні інтервали у продуктивних комплексах для першочергових геологорозвідувальних робіт. Основним на нові відкриття в регіоні з огляду на балансові запаси вуглеводнів промислових категорій залишається верхньовізейський комплекс на глибинах 3–4 км. Суттєвий (48 %) залишковий вуглеводневий потенціал регіону розширює пріоритетний діапазон глибин цього комплексу від 4 до 7 км. Переважно газоконденсатні поклади 43 родовищ Дніпровсько-Донецької западини залягають глибше 5 км, більша половина з яких знаходиться у верхньовізейському комплексі, зокрема, у відкладах XII та XIIa мікрофауністичних горизонтів Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. Саме в цій частині Дніпровсько-Донецької западини вперше виявлено основні закономірності нафтогазоносності глибокозанурених геологічних формацій: вторинний характер колекторів, відкриття феномену суперколекторів і пов'язаних з ними значних дебітів вуглеводнів. Виділено перспективні зони інтенсивного нафто- і газонакопичення вуглеводнів як у традиційних колекторах, так і газу центральнобасейнового типу у щільних колекторах. Основний напрям геологорозвідувальних робіт на нафту і газ у регіоні стосується мегакомплексу нижнього карбону на глибинах понад 4 км у Центральному сегменті Дніпровсько-Донецької западини. Перспективні території в межах нафтогазоперспективних земель регіону вимагають підвищеної уваги і вивчення параметричним бурінням і сейсморозвідкою. Це сприятиме нарощуванню промислових запасів вуглеводнів. Східний регіон залишиться провідним за обсягами видобутку вуглеводневої сировини й у найближчому майбутньому. За особливостями геологічної будови, повнотою розвитку нафтогазоносних комплексів і різноманіттям типів пасток вуглеводнів він є унікальним регіоном високих потенційних можливостей.

Список літератури

- Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенных. Киев: Наукова думка, 1974. 160 с.
- Гавриш В.К. Роль глубинных разломов в миграции и аккумуляции нефти и газа. Киев: Наукова думка, 1978. 170 с.
- Кабышев Б.П. Крупномасштабная тектоническая карта Днепровско-Донецкой впадины. *Геол. журн.* 1980. № 6 (195). С. 10–19.
- Лукін А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36, № 4. С. 3–22.
- Лукін А.Е., Гафич І.П. О генезисе вторичных коллекторов нефти и газа на сверхбольших глубинах. *Доп. НАН України.* 2016. № 7. С. 86–94.

- Макогон В.В. Деякі особливості вторинних теригенних колекторів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини на великих глибинах. *Мінер. ресурси України.* 2017. № 4. С. 24–28.
- Мачуліна С.О., Бабко І.М. До геології візейської доманікоїдної товщі Дніпровсько-Донецької западини. *Нафтова і газова пром-сть.* 2004. № 5. С. 3–8.
- Пригаріна Т.М., Кабишев Б.П., Кабишев Ю.Б., Марінченко О.М., Стрижак В.П. Перша кількісна оцінка прогностичних ресурсів нетрадиційних скупчень газу центральнобасейнового типу. *Мінер. ресурси України.* 2003. № 4. С. 25–28.
- Ханин А.А. Оценка экраняющей способности глинистых пород-покрышек газовых залежей. *Геология нефти и газа.* 1968. № 9. С. 17–21.
- Шевченко Е.Ф., Сирота Т.А. Генерационный потенциал каменноугольных отложений Днепровско-Донецкой впадины. *Нефтяная и газовая пром-сть.* 1983. № 1. С. 22–24.

References

- Gavrish V.K. 1974. Deep faults, geotectonic development and oil and gas potential of riftogens. Kyiv: Naukova Dumka. 160 p. (in Russian).
- Gavrish V.K. 1978. The role of deep faults for migration and accumulation of oil and gas. Kyiv: Naukova Dumka. 170 p. (in Russian).
- Kabyshev B.P. 1980. Large-scale tectonic map of the Dnieper-Donets Basin. *Geologičnij žurnal*, 6 (195): 10–19 (in Russian).
- Khanin A.A. 1968. Shielding ability assessment for clay cap rocks of gas pools. *Geology of Oil and Gas*, 9: 17–21 (in Russian).
- Lukin A.E. 2014. Hydrocarbon potential of great depths and prospects for its development in Ukraine. *Geophysical Journal*, 36 (4): 3–22 (in Russian).
- Lukin A.E., Gafich I.P. 2016. On the genesis of secondary oil and gas reservoirs at ultra-great depths. *Reports of the NAS of Ukraine*, 7: 86–94 (in Russian).
- Machulina C.O., Babko I.M. 2004. To geology of Visean domain strata of the Dnieper-Donets Basin. *Oil and Gas Industry*, 5: 3–8 (in Ukrainian).
- Makogon V.V. 2017. Some features of secondary reservoirs of Dnieper-Donets basin Central part at great depths. *Mineral resources of Ukraine*, 4: 24–28 (in Ukrainian).
- Prygarina T.M., Kabyshev B.P., Kabyshev Yu.B., Marinchenko O.M., Strizhak V.P. 2003. The first quantitative assessment of the forecast resources of unconventional gas accumulations of the central-basin type. *Mineral resources of Ukraine*, 4: 25–28 (in Ukrainian).
- Shevchenko E.F., Sirota T.A. 1983. Generation potential of carboniferous deposits of the Dnieper-Donets Basin. *Oil and Gas Industry*, 1: 22–24 (in Russian).