


УДК 551.24+553.98(477)

 <https://doi.org/10.31996/mru.2023.4.11-20>

Н. В. МАСЛУН, канд. геол.-мін. наук, пров. наук. співроб. відділу геокології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), ivanik_m@ukr.net, <https://orcid.org/0009-0006-2035-9311>,
І. Д. БАГРІЙ, д-р геол. наук, проф., зав. відділу геокології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), bagrid@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0001-7280-4065>,
О. М. ІВАНІК, д-р геол. наук, проф., зав. кафедри загальної та історичної геології (ННІ "Інститут геології" Київського національного університету ім. Тараса Шевченка), om.ivanik@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8782-4883>,
О. О. ЗУБАЛЬ, мол. наук. співроб. відділу геокології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), selenatrio@ukr.net, <https://orcid.org/0009-0008-9700-5655>,
І. С. СУПРУН, канд. геол. наук, наук. співроб. відділу стратиграфії та палеонтології мезозойських відкладів (Інститут геологічних наук НАН України), suprun_is@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-4703-7543>,
З. З. ХЕВПА, канд. геол. наук, ст. наук. співроб. (Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України), генеральний директор ПАТ "Стебницьке гірничо-хімічне підприємство "Полімінерал", zenonzxv@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6759-9850>,
Д. В. ЗЕМСЬКИЙ, мол. наук. співроб. відділу геологічної екології та пошукових досліджень (Інститут геологічних наук НАН України), denua2@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0000-3041-4034>

N. MASLUN, Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Leading Researcher of the Department of Environment and Geological Exploratory Research (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), ivanik_m@ukr.net, <https://orcid.org/0009-0006-2035-9311>,
I. BAHRII, Doctor of Geological Sciences, Professor, Chief of Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), bagrid@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0001-7280-4065>,
O. IVANIK, Doctor of Geological Sciences, Professor, Head of the Department of General and Historical Geology (Institute of Geology Taras Shevchenko National University of Kyiv), om.ivanik@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-8782-4883>,
O. ZUBAL, Junior Research Fellow of the Department of Environment and Geological Exploratory Research (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), selenatrio@ukr.net, <https://orcid.org/0009-0008-9700-5655>,
I. SUPRUN, Candidate of Geological Sciences, Researcher of the Department of Stratigraphy and Paleontology of the Mesozoic deposits (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), suprun_is@ukr.net, <https://orcid.org/0000-0002-4703-7543>,
Z. KHEVPA, Candidate of Geological Sciences, Senior Research Scientist (Institute of Environmental Geochemistry of NAS of Ukraine), General Director of Stebnytsia Mining and Chemical Enterprise "Polyminerall" PrJSC, zenonzxv@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-6759-9850>,
D. ZEMSKYI, Junior Researcher of the Department of Geoecology and Searching (Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine), denua2@gmail.com, <https://orcid.org/0009-0000-3041-4034>

ВЗАЄМОЗВ'ЯЗОК НАФТИДОВОДНЕВОГО І СОЛЕНОСНОГО НАКОПИЧЕННЯ З ПОЗИЦІЇ ТЕХНОЛОГІЇ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМО-ГЕОЛОГО-ГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

ASSOCIATION OF OIL-HYDROGEN AND SALT ACCUMULATION FROM THE POSITION OF THE TECHNOLOGY OF STRUCTURAL-THERMO-ATMO-GEOLOGICAL-GEOCHEMICAL STUDIES

Обґрунтовано логістику структурно-термо-атмо-геолого-геохімічно технології, яка полягає в комплексному підході до проблем обґрунтування закономірностей просторово-часового функціонування нафтидосолених флюїдопровідних систем, створення геологічних флюїдодинамічних моделей, оптимізації пошуків нафтових, газових і водневих родовищ, газогідратів на малих і значних глибинах як у фундаменті, так і в осадовому чохлі за системною методологією побудови стратиграфічних моделей та схем. Проаналізовано систему геологічних методів: літо-біостратиграфічних, палеоседиментологічних, тектонічних, морфоструктурних, геодинамічних, геофізичних, сейсмічних та ін. Застосовано комплекс термо-атмогеохімічних досліджень для визначення критеріїв прогнозного картування перспективних ділянок та оцінки перспективності вуглеводнів. Проаналізовано нафтидосолени вузли з гігантською нафтогазоносністю та соленистю осадових басейнів. За методологією структурно-термо-атмо-геолого-геохімічних досліджень (СТАГГД) охарактеризовано просторово-часовий розподіл нафтидосолених і солених формацій у зоні зчленування Східноєвропейської платформи і Тетичного рифтогенного поясу в таких нафтогазоносних регіонах України: Західному (Карпати), Південному (Передобруджа, Причорномор'я, Крим, Азово-Чорноморська акваторія) та Східному (Дніпровсько-Донецька западина). За літологічними, стратиграфічними, геофізичними, сейсмологічними, атмо-термо-геохімічними методами виконано детальну аналітику закономірностей просторово-часового розподілу теригенно-карбонатних, теригенно-глинистих, теригенно-вапнякових формацій, солянокупольних структур, умов формування діапирів у фанерозойських циклічних нафтидосолених формаційних комплексах. Особлива увага приділена детальному аналізу геологічної будови та умов нафтидосоленакопичення Карпатського нафтогазосолених регіону як одного з найкрупніших нафтидосолених вузлів рифтогенного поясу Землі. Наведено інформацію про розміщення потенційних підземних сховищ водню у солених формаціях.

Ключові слова: нафтиди, водень, нафтидосолени формиції, нафтидосолени вузли.

The logistics of structural-thermo-atmo-geological-geochemical technology is justified, which consists of a comprehensive approach to substantiating the regularities of spatial-temporal functioning of oil-salt fluid transport systems, creating geological fluid dynamic models, optimizing the search for oil, gas, and hydrogen deposits, gas hydrates at both shallow and significant depths, using a systematic methodology for building stratigraphic models and diagrams. The system of geological methods has been analyzed: litho-biostratigraphic, paleosedimentological, tectonic, morphostructural, geodynamic, geophysical, seismic, and others. A complex of thermo-atmo-geochemical studies has been applied to determine the criteria for predictive mapping of promising areas and assess the prospects for hydrocarbons. Oil-salt nodes with giant oil and gas potential and salinity of sedimentary basins on Earth have been analyzed. Using the STAGGD methodology, the spatial-temporal distribution of oil and gas formations in the junction zone of the East European platform and the Tethyan riftogenic belt, Western (Carpathians), Southern (Forecarpathians, Black Sea, Crimea, Azov-Black Sea basin), and Eastern (Dnieper-Donets depression) oil and gas regions of Ukraine has been characterized. Detailed analysis of the regularities of spatial-temporal distribution of terrigenous-carbonate, terrigenous-clayey, terrigenous-limestone formations, salt dome structures, conditions for diapir

formation in Phanerozoic cyclical oil-salt formation complexes has been carried out using lithological stratigraphic, geophysical, seismic, atmospheric, thermal, geochemical methods. Special attention has been paid to a detailed analysis of the geological structure and conditions of oil-salt accumulation in the Carpathian oil-gas-salt region as one of the largest oil-salt nodes of the Earth's riftogenic belt. Information on the placement of potential underground hydrogen storage within salt formations is provided.

Keywords: oil, carbon, salt formations, naphthosaline nodes.

Вступ

Однією із найважливіших проблем фундаментальної та прикладної геології є взаємозв'язок співвідношень вуглеводнів (ВВ) та солей, що є важливим і ключовим для вирішення питань нафтидогенезу і конкретних задач прогнозу пошуків, буріння та експлуатації нафтогазоносних відкладів. Як правило, в нафтогазових провінціях фіксуються різноманітні соленосні басейни. Характерним для них є сумісне поширення гігантських нафтогазоносних та соленосних відкладів з властивими їм закономірностями залягання вуглеводневих покладів під соленосними покривками та наявністю структур проривів соленосних діапїрів. У цих регіонах виділяються солянонафтидові вузли з гігантською нафтогазоносністю і соленосністю. Їх будова характеризується подібними структуро-тектонічними, літолого-фаціальними, гідро-газо-геохімічними, флюїодинамічними особливостями на відповідних стратиграфічних рівнях докембрію та фанерозою. Ці найкрупніші басейни притаманні формаціям карбону, девону, пермі, тріасу та кайнозою (рис. 1).

В багатьох нафтидосоленосних вузлах з активним гідродинамічним режимом (в різних морфоструктурних зонах) спостерігається масштабний прояв процесів висхідної міграції солей та ВВ, зокрема водню, що призводить до формування нафтогазоносних родовищ, як правило, багатопластових, на різних вікових рівнях [19, 30]. Еталоном є Мексиканський нафтидосоленосний вузол-супергігант. З ним співставні нафтидосоленосні вузли інших регіонів світу. У рифтогенних зонах Альпійсько-Гімалайського поясу в межах Паратетису виділяються крупні нафтидосоленосні вузли: Західно- і Східносередземноморський, Центральноєвропейський (найкрупніший – Червономорський), Прикаспійський, Перський.

В Україні – це Прип'ятсько-Дніпровсько-Донецький (найбільший газовий регіон), Причорноморсько-Кримський та Карпатський вузли (рис. 2).

Активні тектонічні та геодинамічні процеси, які призводять до утворення нафтидосоленосних вузлів, мають відповідну зональність. Наприклад, районування території з виділенням

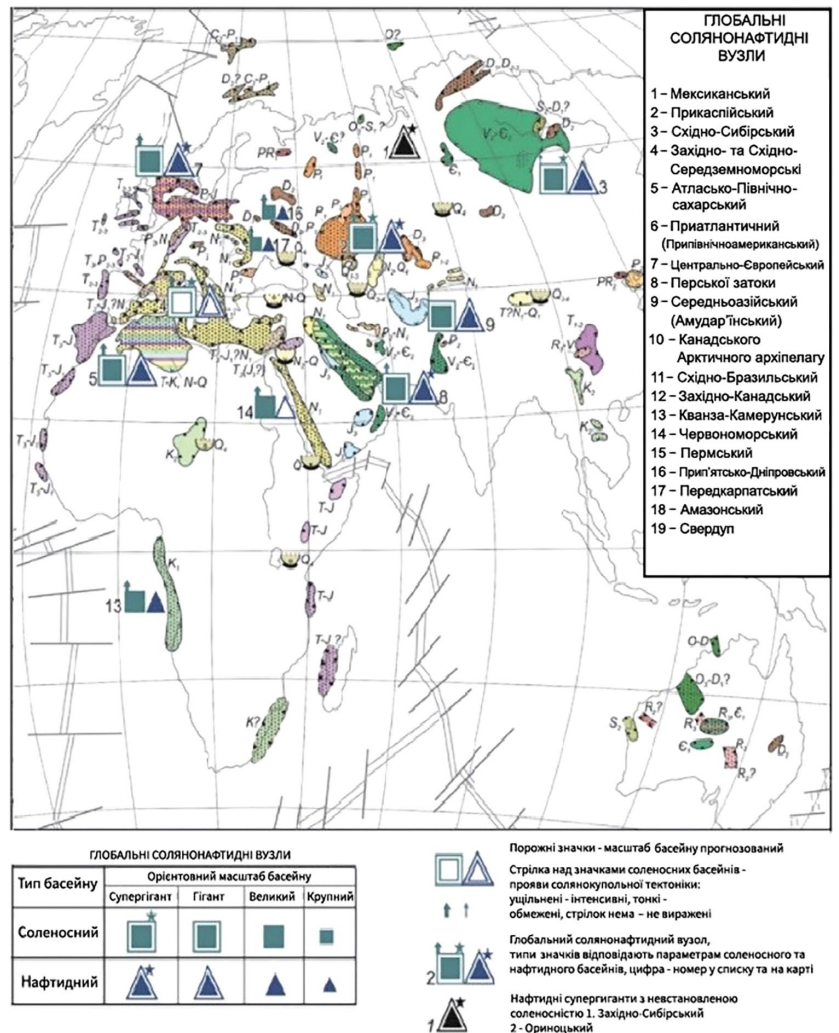


Рис. 1. Соленосні басейни світу і глобальні солянонафтидні вузли (за Г. А. Беленицькою, 2012, з доповненнями авторів)

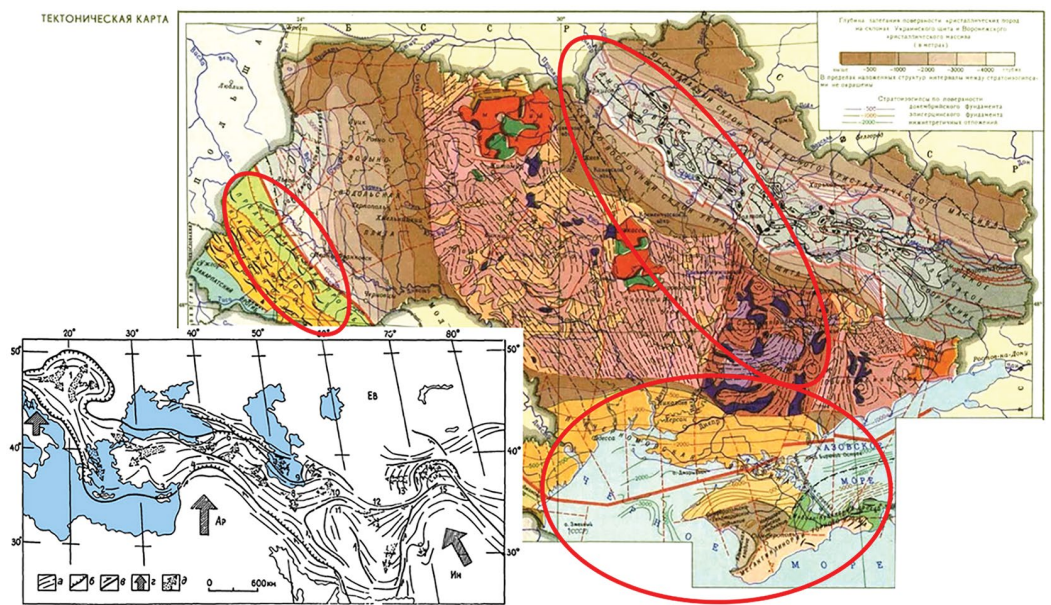


Рис. 2. Тектонічна карта України (Д. С. Гурський, 1987). Врізка: Структурні дуги і тектонічні течії Альпійсько-Гімалайського складчастого поясу (за М. Л. Баженовим та В. С. Буртманом, 1990)

вулканічних областей Північної Євразії, де охарактеризовано закономірності розвитку вулканізму та їх зв'язок з геологічними умовами, свідчать, що вулканічні події зон континентальних колізій пов'язані з Альпійсько-Гімалайським орогенним поясом, який утворився в зоні стику Євразійської, Аравійсько-Африканської та Індійської плит. Новітня вулканічна діяльність в цьому поясі на території від центральних районів Тибету на сході до Піренейського півострова на заході – це Тетичний пояс з двома гілками – Азійською та Анатолійсько-Європейською, які і є водночас нафтидосоленими поясами.

Методологія і матеріали

Багаторічний досвід досліджень проблеми формування, утворення вуглеводневих родовищ, перспектив нафтогазоносності, розподілу ВВ у геологічному розрізі довів необхідність комплексної інтерпретації аналітичних матеріалів для успішного вирішення проблем нафтогазової геології. Для цього нами побудовані системні моделі *геологічного* та *хімічного* напрямів. Саме цим вимогам і відповідає системна технологія структурно-термо-атмо-геолого-геохімічних досліджень, що спрямована на вивчення нафтогазоносних басейнів України.

Логістика діючої наразі методології структурно-термо-атмо-геолого-геохімічних досліджень (СТАГГД) полягає в комплексному підході до проблем обґрунтування закономірностей просторово-часового функціонування флюїдопрвідних вуглеводневих систем, створення флюїдодинамічних моделей, оптимізації пошуків нафтових, газових і водневих родовищ на малих і значних глибинах як у фундаменті, так і в осадовому чохла. Глибинне сейсмічне зондування, геофізичні, геодинамічні та геохімічні дослідження в нафтогазоносних басейнах виявляють наскрізні субвертикальні дискретні кінематично неоднорідні флюїдопроникні зони геофізичного середовища, де відбуваються розвантаження глибинних флюїдів. Такі зони виділяються у диз'юнктивних вузлах на перетині активізованих глибинних розломів на стиках блоків земної кори різного ієрархічного рівня [2–7, 12, 14, 16, 19].

Методологія СТАГГД, що спрямована на прогнозування та пошуки ВВ, містить аналіз наступних критеріальних ознак: структурно-тектонічних, літолого-стратиграфічних, фаціальних, морфоструктурних, геохімічних, геотермічних, кореляційних. Кожний з означених критеріїв характеризується низкою показників.

У *геологічному блоці* проаналізовано комплекс геологічних методів нафтогазової геології, розроблено системну методіку побудови стратиграфічних моделей та схем. Потрібно наголосити, що стратиграфія в методології СТАГГД посідає чільне місце тому, що в стратонах практично міститься вся літологічна, тектонічна, геодинамічна, геофізична, морфоструктурна, седиментологічна інформація. У рамках технології СТАГГД нами виконано аналіз стратиграфічних розрізів як свердловин, так і відслонень. Стратиграфія практично є фундаментом геології, і зокрема нафтогазової. Наскільки міцний та надійний цей фундамент, настільки ж обґрунтовані й достеменні наступні картографічні, промислово-геофізичні, структурно-тектонічні, літологічні побудови, кореляційні схеми та геологічні моделі, що застосовуються при прогнозі, пошуках, розвідці та експлуатації родовищ.

У *геохімічному блоці* проаналізовано просторово-часовий розподіл термо-атмо-геохімічних аномалій, що визначається на основі ґрунтового аналізу геологічної інформації полігонів ВВ, які застосовували в Україні раніше і були спрямовані на прямі ознаки покладів ВВ за виявленими аномаліями газо-

термічної складової, розроблена методологія орієнтована на системний аналіз з уточнення геологічної будови, моделі розломно-блокового каркасу перспективних площ, виявлення флюїдопроникних неотектонічно активних зон підвищеної проникності, які зумовлюють сучасне приповерхнєве розвантаження флюїдо-газових потоків і шляхи найбільш активної міграції ВВ – прямих індикаторів їх покладів.

Результати дослідження

Проаналізовано численний інформаційний масив всіх нафтогазоносних регіонів України – Західного (Карпати, Волино-Поділля), Східного (Дніпровсько-Донецька западина) та Південного (Причорномор'я, Крим, Азово-Чорноморські акваторії), продуктивні вуглеводневі комплекси яких пов'язані з відкладами фундаменту та фанерозою (див. рис. 2).

Аналіз геолого-геофізичної інформації, результатів пошуково-розвідувальних робіт нафтогазоносних і солених басейнів засвідчує, що майже кожний великий вуглеводневий басейн містить галогенні утворення. Вони приурочені до глибоких западин блокової будови з численними виступами та мережею різнорангових глибинних розломів, які часто є межами їх поширення. Для більшості нафтидосолених басейнів характерні теригенно-вулканогенні формації, що є доказом синхронності соленакопичення та вулканізму. Нафтогазосолені товщі формувались у періоди значних тектонічних перебудов. У періоди нафто- і соленакопичення відбувалася докорінна перебудова літо-біофаціальної, циклічної, тектонічної, морфологічної, седиментологічної, геодинамічної структури осадових басейнів. Швидкість накопичення солей набагато перевищує темпи седиментації осадових порід і може бути зіставною зі швидкістю формування вулканогенних утворень.

Модель розподілу покладів ВВ та солей у формаціях фанерозою, що побудована нами на численному фактологічному матеріалі нафтидосолених формацій, наведено на рис. 3.

Геологи-нафтовики приділяють багато уваги соленим формаціям тому, що басейни, які містять ці товщі, є високоперспективними на нафту й газ.

Дослідження геологічної будови нафтогазоносних і солених басейнів дозволили встановити такі закономірності:

1. Майже кожний великий вуглеводневий басейн містить галогенні утворення. Вони бувають не тільки на континентах, але й в акваторіях морів та океанів, у тому числі в глибоководних зонах, що характеризуються океанічною будовою земної кори.
2. Нафтогазоносні та солених басейни приурочені до глибоких западин блокової будови з широко розвиненими в них глибинними розломами, причому останні часто слугують межами їх поширення.
3. Для більшості басейнів характерні потужні розрізи теригенно-вулканогенних формацій, що є свідченням синхронності соленакопичення та вулканізму.
4. Нафтогазоносні і солених товщі формувались у періоди проявів значних тектонічних перебудов або безпосередньо після них. Інтенсивно проявлялась розломна тектоніка, відбувались вулканічні виверження, утворювались западини та розломи, відбувались морфоструктурні перебудови.
5. Швидкість накопичення солей набагато перевищувала темпи накопичення осадових порід і може бути співставною лише зі швидкістю формування вулканогенних утворень.
6. Потужність нафтидосолених товщ, як правило, надзвичайно велика і сягає в окремих басейнах 10–12 тис. м. У результаті кам'яна сіль складає значну частину розрізу нафтидосолених формацій.

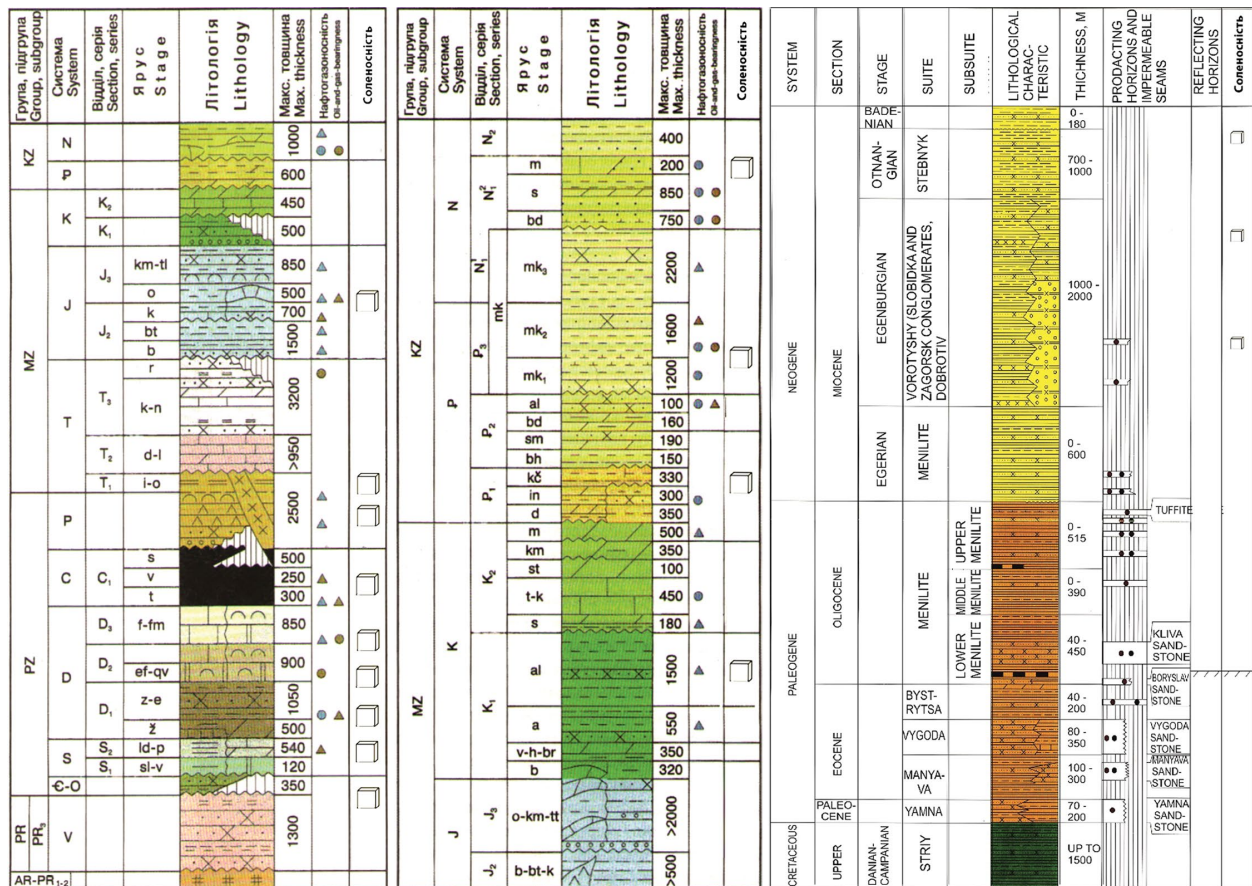


Рис. 3. Розподіл покладів ВВ та солей у формаціях фанерозою: Переддобрудзької (1), Причорноморсько-Кримської (2), Індоло-Кубанської (3), Карпатської (4) нафтогазоносних областей України (за (Нафтогазоперспективні об'єкти України, 2010), з доповненнями авторів)

Утворення флюїдопульсаційних вуглеводневих, у тому числі і водневих, та солоних родовищ внаслідок вуглеводневої дегазації Землі розглянуто в численних дослідженнях А. А. Аксьонова (1985), І. Д. Багрія (2013–2023), М. П. Балуховського (1971), П. Ф. Гужика (2006–2019), В. А. Беленицької (2018), Б. М. Валяєва (1997), В. І. Вернадського (1943), В. І. Висоцького (1971), В. К. Гавриша (1971–1989), Р. Г. Горещького (2008), М. І. Дерябіна (2008), Г. Н. Доленка (1986), С. М. Єсиповича (2000–2018), М. М. Іваніка (1971–2018), В. О. Кітика (1970), В. П. Клочка (1986, 2013), В. О. Краюшкіна (2018), Н. А. Кудрявцева (1973), О. Ю. Лукіна (1997–2018), Є. С. Мілановського (1978), Д. І. Менделєєва (1898), М. І. Павлюка (2020), В. М. Перерви (2002), В. Б. Порфир'єва (1948), М. П. Семененка (1975), В. М. Семененка (2007–2019), В. І. Созанського (1972–1984), В. Б. Соллогуба (1972, 1977), А. В. Чекунова (1977), І. І. Чебаненка (1998–2012), Е. Б. Чекалюка (1971), В. М. Шестопалова (2018), С. Б. Шехунової (2012–2018), Є. Ф. Шнюкова (1970–2018), П. Ф. Шпака (1972–2004), Д. П. Хрущова (1971–2017) та ін.

Превалює система поглядів на формування нафти й газу, які мають як органічне, так і неорганічне походження. Пропонується гіпотеза утворення ВВ, які відновлюються в процесі експлуатації родовищ. Ідеї про абіогенну природу нафтових ВВ і формування родовищ нафти й газу в земній корі в результаті вертикальної їх міграції з глибинних зон Землі по великих розломах впливають на виникнення уявлень з геологічних проблем, таких як природа солей та вод нафтових родовищ, механізм утворення зон та структур, явища міграції, а також на оцінку перспектив та напрямів геологорозвідувальних робіт.

Наразі існують фундаментальні дуалістичні теорії та концепції утворення нафтогазоносних вуглеводневих родовищ, серед яких превалюють такі: органічна теорія нафтогазоутворення, неорганічна теорія нафтогазоутворення, осадово-міграційна гіпотеза, флюїодинамічна гіпотеза, глибинна неорганічна гіпотеза, "синтезна" мінерально-органічна гіпотеза, біосферна концепція походження нафти й газу [5].

Протягом багатьох десятиліть переконливо доводиться, що ВВ, водень, солі та інші супутні корисні копалини в різних кількостях є постійним геохімічним учасником осадового, вулканогенного, гідротермального, метаморфічного та метасоматичного процесів у різних геологічних умовах. Водень є найдівішим компонентом не тільки літосфери, а й гідросфери та атмосфери Землі. Про абіогенну природу свідчить присутність нафти в метаморфізованих, вивержених та вулканічних породах, а також у продуктах грязьових вулканів та кімберлітових трубках. Щодо загального механізму нафтогазоакопичення, то переваги наразі надаються флюїдогенній концепції, домінуванню висхідних потоків у переносі речовини та енергії для формування вуглеводневих скупчень. Засади цієї концепції були започатковані Д. І. Менделєєвим ще у XIX ст.

Умови утворення нафтидосолоних формацій з позиції флюїдогенної концепції

Флюїодинамічні системи в літосфері, що переносять ВВ, солі та інші мінеральні сукцесії, є газо-гідротермальними системами. Тільки гази і вода, що знаходяться в екстремальних термодинамічних умовах, можуть бути реальними носіями важчих, ніж газ, ВВ та інших мінеральних компонентів

у літосфері. Для реалізації цих процесів існує загальний для всіх цих структур і формацій геологічний механізм локалізації нафтогазо- і соленакопичення.

Флюїдні плюми – один з головних факторів еволюції літосфери протягом усієї її геологічної історії. Плюми можна також вважати відповідальними і за широке коло явищ *dianirizmu* в земній корі. Перегріті флюїди розчиняють, мобілізують і переносять вуглеводневі радикали та хімічні елементи, взаємодіють з гірськими породами, що забезпечує утворення більшої частини типів флюїдогенних родовищ корисних копалин.

Теоретична модель пульсаційного вторгнення великих мас флюїдів під надвисоким тиском у верхні горизонти земної кори передбачає існування в зонах нафтидосоленакопичення флюїдного пластово-жильного діапірового масиву та “ореолів вторгнення” в породах-покришках, пов’язаних з періодичним проникненням флюїдів з нижніх шарів земної кори. Модель дозволяє прогнозувати поширення аномально високих пластових тисків та характер розподілу вуглеводневих покладів усередині труби дегазації. Механізм міграції вуглеводневих і водневих потоків пояснюється періодичним (циклічним) проривом вищезалігаючих гірських порід флюїдами. За флюїдопульсаційним механізмом утворюються вуглеводневі і, зокрема, водневі та соленосні родовища як наслідок дегазації Землі. У процесі поступового прориву флюїдогенного домену у вищезалігаючі гірські породи відбувається розрядка накопиченої енергії у верхніх частинах розрізу (за Т. Голдом, 1986).

За тектонічною (І. Д. Багрій, 2014–2022; В. Г. Бондарчук, 1972; М. П. Балуховський, 1972; О. Ю. Лукін, 1997; І. І. Чебаненко, 2002; В. І. Созанський, 1980) і біостратиграфічною (М. М. Іванік, 1977, 2018) парадигмами з’ясовано умови формування, утворення, походження родовищ ВВ та солей. За аналізом усіх чинників розломно-блокової і стратиграфічної структур вуглеводневих і соленосних формацій доведено, що вони можуть бути як ендегенного, так і екзогенного походження. Але переважна більшість крупних нафтидосоленосних та рудних родовищ – це продукти диференціації мантіїної речовини в рифтогенних зонах розтягу. Дискутуються дуалістичні напрями походження ВВ та соленосних формацій. Нафтидосоленосні басейни мають тектонічну блокову будову, що розбиті густою сіткою розломів, по яких зі значних глибин виносилися ювенільні розсоли. Соленосні відклади утворювалися в результаті порушення термодинамічної рівноваги глибинних концентрованих розсолів у приповерхневих умовах. Нафтидосоленосні басейни приурочені до субширотних зон, що співпадає з простяганням Тетису. Аналогічне потужне нафтидосоленакопичення відбувалося на окраїнах Аравійської плити в Червоному морі, в Данакільській соляній долині і в передгір’ях Загросу.

Локалізація нафтидоводневих ВВ і солей в рифтогенах України

Дніпровсько-Донецька западина

У цьому регіоні віковий інтервал нафтидосоленакопичення – пізній девон–неоген–голоцен. Промислові скупчення нафти і газу сформувалися в основному в ранньопермській і післяюрський часи (Шебелинське, Хрестищенське, Рудняківське та інші родовища). Для верхньокам’яновугільно-нижньопермського комплексів основними покришками були нижньопермські соленосні формації, а основним нафтоупором нижньопермських брунатно-червоних глин – срібнянська та верхньобатська глинисті товщі. В соленосних палеодепресіях виокремлюються зони нафтонакопичення, які екрануються карбонатно-органогенними відкладами. Стратиграфічний рівень виклинювання пермських і кам’яновугільних відкладів виділяється під мезозойським платформним чохлом. На неогеновому та сучасному етапах розвитку структур Дніпровсько-Донецької западини нафтидосолеутворення – це результат висхідних рухів. З ділянками сучасного підйому пов’язані поклади ВВ з високим пластовим тиском мінералізованих вод. Тут у мезозойських відкладах під розсолами залягають високонапірні гідрокарбонатні натрієві води з високою газонасиченістю і пластовою температурою до 145 °С на глибинах 4–5 км. Пластові поклади ВВ за складом поділяються на низку типів: газу, газоконденсату, газонафти та нафтогазу. Більшість вивчених нафтогазових систем у відкладах девону та нижнього карбону простежуються на глибинах до 3 км. У понад 150 родовищах западини нафта складає 20 %, газ 74 %, конденсат 60 %. Критеріальними ознаками локалізації покладів були: температура вуглеводневих флюїдів; потужність та проникність продуктивних горизонтів; екрануючі властивості покришок; підвищене положення в структурах продуктивних горизонтів і присутність зон розломів, що проводять флюїди. Початкова температура на глибині 50–100 км становить 350 °С, фазовий склад порід у карбонічних відкладах включав вміст газу від 25 до 75 %.

Причорноморський вуглеводневий басейн

Розташований на південь від Українського (докембрійського) щита мезо-кайнозойської Східноєвропейської платформи. У тектонічному відношенні Причорноморський басейн містить низку широтних структур (з півночі на південь): Переддобрудзько-Нижньодністровсько-Північноазовський пізньогерцинський компресійний прогин та Азовський вал; Північно-Кримський крайовий альпійський прогин, включаючи зону шельфу Чорного моря з продовженням на схід Індоло-Кубанського та на захід – Прибалканського крайових прогинів; далі альпійсько-орогенні структури – Центрально-Кримське підняття з Альмінською дітейроорогенною западиною та Гірничо-Кримський ороген, включно з Причорноморською (Південно-Українською) синеклізою (рис. 4).

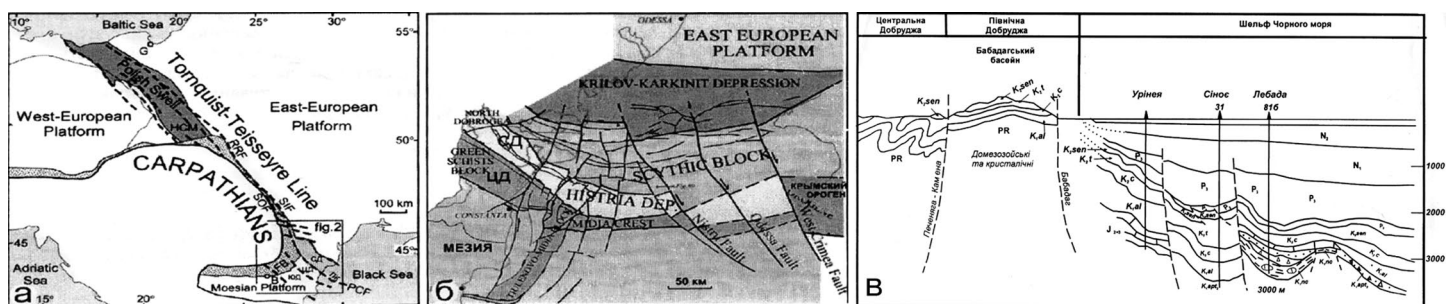


Рис. 4. Розташування Добруджі (а) (Hirrolite, 2002), зчленування Добруджі та Кримського орогену (б) (Mogosanu, 2010), широтний профіль через Північно-Добрудзький прогин (в) (за В. С. Вакарчуком, 2015)

На рифтогенній палеозойській основі виділяються детейроорогенні прогини Сорокіна, Тамансько-Керченський і далі Центрально-Чорноморське орогенне підняття, Чорноморські (Західна та Східна) детейроорогенні глибинні западини.

Карпатський регіон

Основні галогенні утворення і нафтогазоносність пов'язані з неогеновим формаційним комплексом. Проблемними є принципова схема співвідношень нафтидосоленосних формацій в Паратетісі, генетичні, біостратиграфічні та седиментаційні моделі, у тому числі комплексні геологічні моделі локальних геологічних об'єктів.

Відповідно до затвердженої Стратиграфічним комітетом України схеми неогенових відкладів Карпат (П. Ф. Гожик, В. М. Семененко, А. С. Андреева-Григорович, М. М. Іванік та ін., 2018), виділяються такі структурно-тектонічні геологічні регіони: Карпатський передовий прогин (українська, польська, румунська частини), Закарпатський прогин (Східно-Словацький прогин, Мукачівський та Солотвинський прогини в Україні, Марамуреський прогин у Румунії), Трансильванський та Північно-Апусенський прогини в Румунії, Балканський передовий прогин у Болгарії, Тусланська западина. Щодо стратиграфічного положення, визначено наступні основні вікові рівні: 1 – верхній егерський (нижній карпатський) – Воротищенська формація в Україні та її аналоги в Румунії та Польщі; 2 – карпатсько-баденсько-балицька формація в Україні, соляна формація Тусла та нижньосоляний горизонт у Східно-Словацькій западині; 3 – верхній баден (верхній рівень Балицької формації) – тираська формація в Україні та її аналоги в польській та румунській частинах Передкарпатського прогину, нафтидосоленосні формації Закарпатської та Трансильванської западин, верхня соляна формація Східно-Словацької западини, гіпсова формація в Балканському передовому прогині.

В Українських Карпатах нафтидосоленосні формації теригенно-карбонатні, теригенно-кременисті, теригенно-вулканогенні мають значне поширення в Передкарпатському та Закарпатському прогинах. Соленосні формації в Передкарпатському прогині простежуються на трьох стратиграфічних рівнях: у воротищенській, у поляницькій, у стебницькій (ланченські верстви) та тираській світах. У цих же формаціях містяться й значні поклади ВВ. У Закарпатському прогині нафтидосоленосні формації простежуються у віковому діапазоні оттангій–карпатій (загіпсовані теригенні породи негрівської світи та кам'яна сіль в районі Прашова, у середньому бадені (Солотвинське та інші родовища кам'яної солі).

Передкарпатський нафтидосоленосний басейн

Нами проаналізовано (рис. 5) за методологією СТАГГД геологічні, стратиграфічні, структурно-тектонічні, гідрогеологічні, морфоструктурні та геодинамічні особливості будови багатьох родовищ, які можуть бути проілюстровані на прикладі одного з крупних родовищ – Стебницького родовища калійних солей.

Родовище розташовано на ділянці Бориславо-Покутського покриву Передкарпатського передового прогину, безпосередньо в зоні зчленування зі складчастими Карпатами. З метою вирішення конкретних геологічних проблем модифіковано технологію цифрового структурно-літо-біостратиграфічного моделювання для евапоритових, зокрема соляних утворень. Створено тривимірні моделі, що відображають структурно-літо-біостратиграфічні характеристики покладів. Моделі регіонального та зонального (малого та

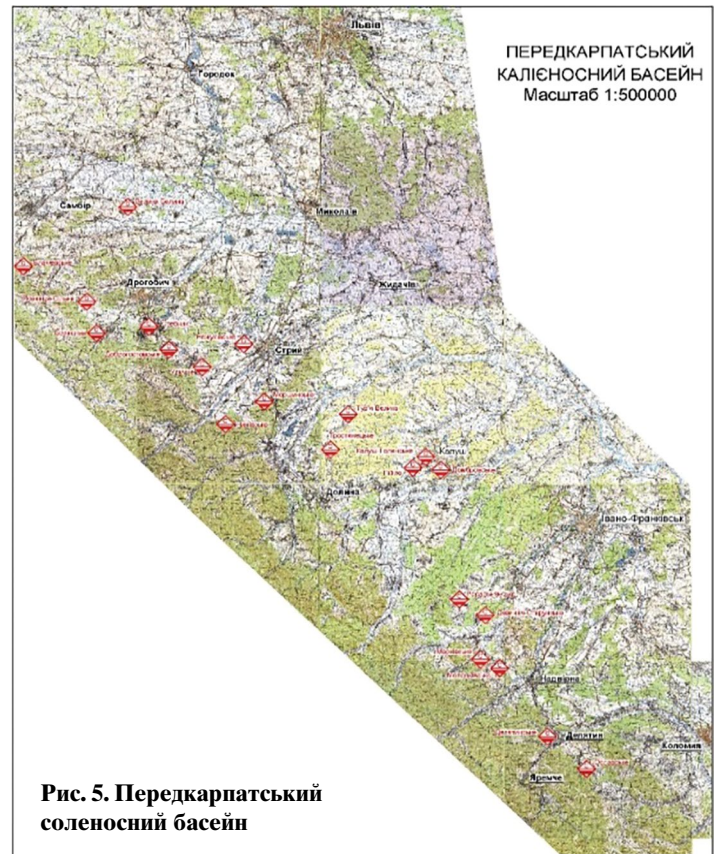


Рис. 5. Передкарпатський соленосний басейн

середнього) масштабів призначені для вирішення регіональних завдань (пошуки нафти і газу, прогноз запасів солей тощо). Моделі великого масштабу (локальні) спрямовані на інформаційне забезпечення науково-дослідних та прикладних робіт, пов'язаних з управлінням конкретними геологічними об'єктами – розробкою родовищ, а також охороною та рекультивацією геологічного середовища. Водночас моделювання є ефективним інструментом для вирішення теоретичних проблем, що стосуються формування евапоритових утворень та закономірностей просторово-часового поширення корисних копалин (Д. П. Хрущов, О. П. Лобасов, 2006; М. М. Іванік, Н. В. Маслун, 1977; О. М. Іванік, В. В. Шевчук, М. В. Лавренюк, 2019).

Геологічна будова Стебницького родовища складається з порід воротищенської світи (нижньо- і верхньоворотищенська підсвіти), а також нижньої частини стебницької світи нижнього міоцену.

Характерним для родовища є те, що соленосні відклади воротищенської світи по всій периферії їх виходів перекриті товщею порід так званої гіпсово-глинистої “шапки”.

Седиментаційний етап формування соленосних відкладів відбувався в морських умовах з накопиченням хемогенного матеріалу, зокрема галогенних полімінеральних солей. Поширені в розрізі на родовищі глинисті соленосні брекчії з уламками пісковиків, алевролітів, цемент в яких галітовий, причому кількість галіту в цементі брекчій коливається від 20 до 70 %, що є результатом ерозійних процесів (утворення олістостром) в басейнах прарічок (рис. 6, 7).

В гідрогеологічному відношенні Стебницьке родовище складне. Гідрогеологічні особливості його зумовлені двочленною будовою розрізу – соленосні відклади на родовищі скрізь перекриті товщею порід, що сформована в післянеогеновий час в результаті геодинамічних перебудов.

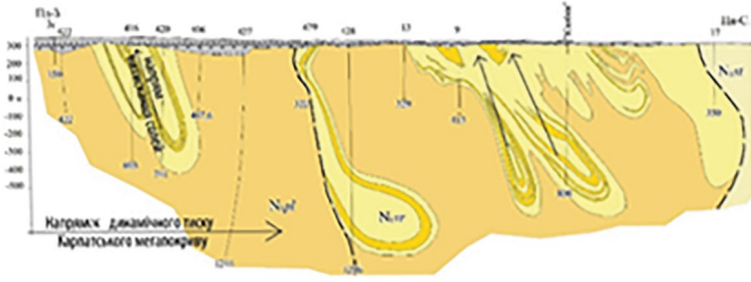
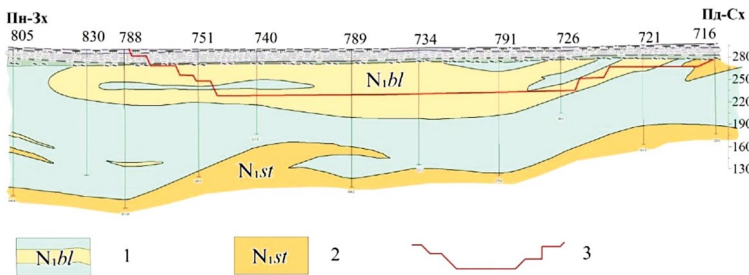


Рис. 6. Геологічні розрізи на ділянках поширення калійних покладів. Ділянки “Доброгостів”; “Стебник” (за матеріалами ДП НДІ “Галургія”)



1 – відклади балицької світи, калійні та кам’яна солі; відклади стебницької світи; теригенні породи; 3 – границі відробки Домбровського кар’єру калійних солей (виконав В. Павлюк за матеріалами ДП НДІ “Галургія”, Калуш)

Рис. 7. Геологічний розріз через калуський Домбровський кар’єр калійних солей

В гірничих виробках рудників на всіх горизонтах зареєстровано понад 40 пунктів капежу високомінералізованих розсолів хлоридно-магнієвого, хлоркальцієвого типів, які відносяться до класу седиментаційних вод.

За результатами структурно-тектонічних побудов та аналізу стратиграфічної структури встановлено, що солі в Передкарпатському прогині є флюїдогенного походження, коли по розломах відбувались ін’єкції соляних розсолів на відповідні стратиграфічних рівнях, утворюючи різновиди кам’яної солі (В. І. Созанський, 1980; М. М. Іванік, 1977, 2018). Екранами для цих розсолів слугували калійні і глинисті пласти, що утворюють до семи горизонтів у розрізах Стебницьких рудників, в яких простежується найбільша кількість водопроникних горизонтів, особливо в розрізах гірничих виробок (рис. 8).



Рис. 8. Штольні – родовища Стебник (З. З. Хевпа, 2021)

Закарпатський прогин

Зважаючи на його літофаціальну, стратиграфічну, морфоструктурну, структурно-тектонічну, геодинамічну будову, є регіоном для дослідження проблем формування, розподілу, генезису різних корисних копалин, зокрема ВВ і солей. У покладах різного генезису наявність цих родовищ є підґрунтям для вирішення фундаментальної проблеми утворення (біогенне чи абіогенне, глибинне, мантійне) цих корисних копалин (рис. 9).

Це одна з областей новітньої тектоно-магматичної активізації. В його межах розташований геометризований Внутрішньокарпатський вулканічний пояс, зовнішнім ланцюгом якого є Вигорлат-Гутинське пасмо – ефузивно-пірокластична серія неогенових вулканічних утворень, що простягається на території Мукачівської западини та Східно-Словацької депресії. Український сектор Вигорлат-Гутинського пасма являє собою практично безперервну систему вулканогенних споруд, що виникли в результаті еруптивної діяльності дев’яти вулканів центрального типу (М. Г. Приходько, Н. М. Жабіна, М. І. Богданова, 2018), а також великої кількості їх латеральних кратерів. За аналізом геологічних, геофізичних, геохімічних даних уточнено особливості геологічної будови Закарпатського прогину, систематизовано всі дані про газопрояви і газові родовища, їх компонентний хімічний склад та проаналізовано особливості їх просторово-часового розподілу. З’ясовано вплив тектоніки і магматизму на формування газоносності території. За комплексними дослідженнями різновікових формаційних порід визначено кількісний вміст органічного вуглецю в породах (А. А. Локтев, 2019). Детально охарактеризовано виділені нафтидосолі товщі.

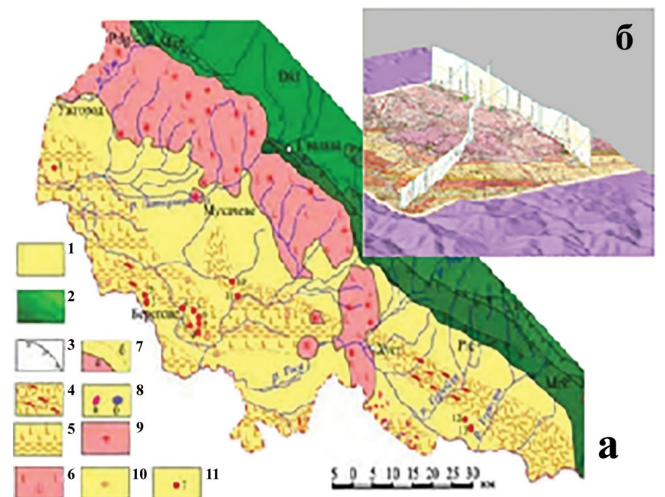


Рис. 9. Геологічна будова (а, [13]) та моделі (б) поширення кайнозойських магматичних порід та вулканічних центрів у Закарпатському прогині.

Умовні позначення: а – 1 – автохтонний Закарпатський моласовий прогин; 2 – алохтонні зони Карпат; 3 – межі Карпатських зон; 4–6 – міоценові магматичні комплекси; 7 – межі поширення магматичних комплексів (а – на поверхні, б – поховані); 8 – інтрузії (а – кислі, б – основні); 9 – вулканічні центри; 10 – поховані вулканічні центри; 11 – місця розташування Закарпатського мезозойського вулканічного комплексу з нумерацією свердловин (за М. Г. Приходьком, 2018); б – модель геологічної будови Свалівського району Закарпатської області (за О. М. Іванік, В. В. Шевчуком, М. В. Лавренюком, 2019)

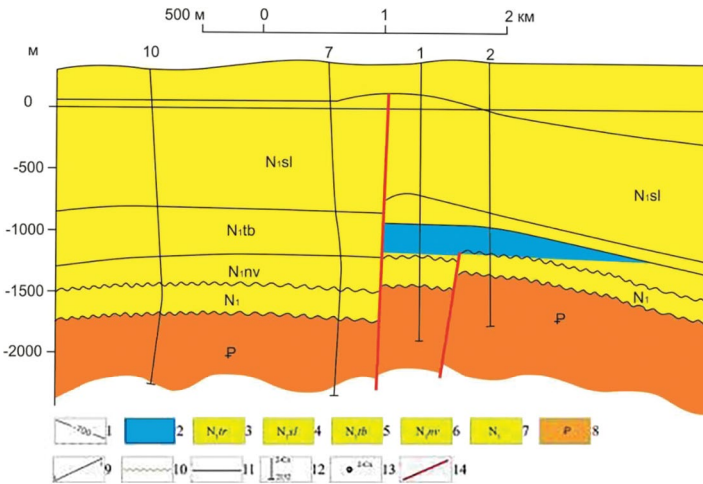


Рис. 10. Геологічний розріз по лінії І-І Солотвинського газового родовища (за В. Г. Смирновою, 1986):

1 – ізогіпси сейсмовідбиваючого горизонту; 2 – газовий поклад; 3 – тересвинська світа; 4 – солотвинська світа; 5 – тереблянська світа; 6 – новоселицька світа; 7 – баденський ярус; 8 – палеоген; 9 – лінія геологічного розрізу; 10 – незгідне залягання відкладів; 11 – стратиграфічні межі; 12 – свердловина на розрізі; 13 – свердловина на карті; 14 – тектонічне порушення (А. А. Локтев, 2019)

На основі стовбурних замірів температур у понад 60 глибоких свердловин визначено температурний режим на різних гіпсометричних рівнях (до 3000 м) та встановлено зв'язок між контрастними температурними аномаліями та нафтидосоленістю. Детально розглянуто закономірності поширення та будови нафтидосолених товщ, їх колекторські властивості, а також роль діапіризму в нафтидосоленому накопиченні (рис. 10, 11).

Нафтоутворення і рудогенез

Україна є складовою нафтидосоленого та металогенічного поясів Землі в межах Альпійсько-Гімалайського рифтогенного поясу Паратетису. Тут розташовані три найбільших нафтидосолених вузли – Карпатський, Причорноморсько-Кримський та Прип'ятсько-Дніпрово-Донецький (найбільший газовий регіон Європи), що належать до високопродуктивних і одночасно високоаварійних районів. У нафтидосолених провінціях України знаходяться найкрупніші металогенічні родовища. У нафтогазових провінціях і басейнах розташовані численні родовища флогопіту, апатиту, бариту, магнезиту, сидериту, графіту, урану, золота, а також інших корисних копалин. У цих регіонах розміщені крупні палеозойсько-мезозойські гідротермальні метасоматичні родовища міді, урану.

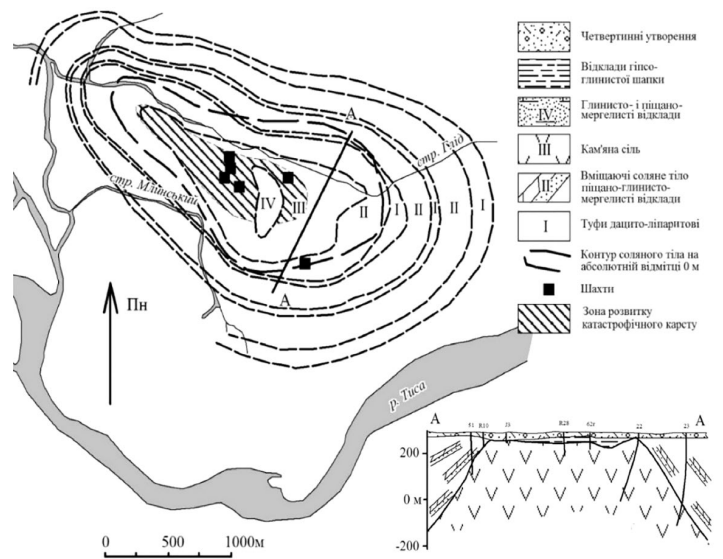


Рис. 11. Солотвинський соляний діапір (за А. А. Івановим, С. Б. Шехуновою, 2018)

Аналіз різних родовищ у нафтогазових басейнах засвідчує, що вони можуть бути різними за віком та походженням, але безсумнівно те, що утворення родовищ нафти, газу, вугілля, горючих сланців, графіту, різних солей і руд відбувалось і відбувається нині в основному метасоматичним способом. Значний вплив на формування нафтидосолених формацій мали високотемпературні глибинні метаносні вуглеводневомісні флюїди. На останніх стадіях відбувається міграція в породах нафти й газу, а також асоціативних з ними мінералізованих вод. При міграції нафти в породах адсорбуються деякі її компонен-

Відділ	Палеодніпровий Ярус	Болгарія	Південна Україна	Центральне Передкавказзя	Волго-Дон	Західна Грузія	Мангшлак, Бузачі	Північний Устюрт	Північне Приаралля
Міоцен	Нижній	Амлані	Бурдигал	Сакараульський	Ольгінська Mn	Цаганхакська	Арадікська	Кашкаратинська	Аральська
	Верхній	Хат	Чорнобівська	Караджалгінський	Караджалгінська	Арадигська	Нугринська	Байгубекська	
Олігоцен	Верхній	Хат	Кавказький	Верхній	Зеленчукська Mn	верхня	верхня	Каратомакська	Чаграйська Fe
	Нижній	Рюпель	Молчанська	Нижній	Баталпашинська	Калмицька	Калмицька	Калмицька	Чаграйська Fe
Підстиляючі комплекси	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Верхній	Верхньоморозкінська підсвіта	Калмицька	Калмицька	Калмицька	Чаграйська Fe
	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Нижній	Нижньоморозкінська підсвіта	Калмицька	Калмицька	Калмицька	Чаграйська Fe
Підстиляючі комплекси	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Верхній	Полбінська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe
	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Нижній	Полбінська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe
Підстиляючі комплекси	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Верхній	Пшехська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe
	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Нижній	Пшехська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe
Підстиляючі комплекси	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Верхній	Пшехська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe
	Рюпель	Остракодовий пласт	Молчанська	Нижній	Пшехська Mn	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Остракодовий пласт	Чаграйська Fe

1-6 – металосні горизонти:
 1 – марганцево-рудний
 2 – марганцеві прояви
 3 – ураново-рідкіснометалевий
 4 – оолітових залізних руд
 Mn
 5 – підвищені (надкларкові) концентрації марганцю в карбонатних глинах
 6 – «рибні» літофації (сірководневе зараження)

Рис. 12. Розподіл концентрацій марганцю, заліза, урану і рідкісних металів у майкопських формаціях (за П. Ф. Гожином, В. М. Семененком, Г. М. Орловським, Д. П. Хрущовим, М. М. Іваніком, В. Ю. Зосимовичем та ін., 2004)

ти, наприклад, асфальтени, які в подальшому перетворюються на вугілля та горючі сланці. З цими ж процесами пов'язані і вуглеводневий карст, і метасоматоз з утворенням не тільки рудної мінералізації, але і вугілля горючих та чорних бітумінозних сланців.

Тектонічні стадії земної кори та їх металогенія пов'язані з циклічним (флюїдогенно-пульсаційним) розвитком. Численними прикладами підтверджується теорія абіогенного генезису ВВ (І. Д. Багрій, 2004–2018; М. П. Балуховський, 1970, 1984; В. Г. Бондарчук, 1980; П. Ф. Гожик, 2006; В. М. Кропоткін, 1990; Н. А. Кудрявцев, 1973; О. Ю. Лукін, 1992; Д. І. Менделєєв, 1889; В. І. Созанський, 1970, 1980; І. І. Чебаненко, 1980; Є. Ф. Шнюков, 1970, 2018; Д. П. Хрущов, 2018). Вони також свідчать, що процеси нафтогазоутворення пов'язані з геодинамічним розвитком і дегазацією глибинних оболонок Землі і міграційно-пульсаційною еволюцією її флюїдів. Для цих регіонів характерними є крупні родовища рудних та нерудних корисних копалин (рис. 12).

Потенційні підземні сховища водню в Україні

Соляні каверни є найперспективнішими об'єктами для підземних сховищ водню завдяки великій ємності та фізичним властивостям (Шехунова, 2018; Caglayan et al., 2020 та ін.). Для досягнення високої герметичності підземного резервуару може бути використаний досвід будівництва та експлуатації каверн для гелієвого концентрату. Згодом, при високому попиті на водень, його виробництво на існуючих нафтопереробних заводах може бути збільшено. Для цього необхідно застосувати підземне зберігання як найбільш економічне та екологічно безпечне. Загальний технічний потенціал зберігання водню в Європі оцінюється в 84,8 PWh_{нз}, 27 % – це умови наземного зберігання (Caglayan et al., 2020). В Україні є три нафтопереробних заводи – Кременчуцький, Дрогобицький і Надвірнянський, які розташовані в соляних формаціях, в яких є сприятливі умови для створення сховищ водню. Обґрунтування вибору ділянок для будівництва підземних сховищ кам'яної солі будь-якого призначення здійснюється за геолого-економічними умовами. На території України виділяють три великі солоносні області: Дніпровсько-Донецьку западну (включаючи північно-західний Донбас), Передкарпатську і Закарпатську западини і дві області обмеженого поширення соляних родовищ – Переддобродзьку і Виступицьку. У солоносних басейнах України [22] розвіданими для будівництва підземних резервуарів є соляні купольні споруди: Роменська в Сумах, Каплицівська і Новосанжарська в Полтаві, Адамівсько-Бугаївська в Донецьку, а також Верхньострутинська, Ясенівська і Рожнятівська споруди в Івано-Франківській області. Деякі родовища, розвідані як сировинна база для сільськогосподарських підприємств, також можуть бути використані для будівництва підземних сховищ. Це Ізмаїльське в Одеській області, Долинське в Івано-Франківській області, Попельське і Губицьке родовища у Львівській області. Соляні маси (складені переважно кам'яною сіллю) мають важливі позитивні властивості: відсутність розломів і систем тріщин, швидке загоєння тріщин, водонепроникність і флюїдонепроникність (тобто ізоляція від навколишнього середовища), сприятливі теплопровідні параметри гірських порід, можливість малозатратних методів. Крім того, нафтидосолоносні відклади, які поширені у промислово розвинених та густонаселених районах.

До цих особливостей потрібно додати, що для цих регіонів характерним є поширення крупних нафтидосолоносних вузлів та розвиток соляних діапїрів. Таким чином, за такими факторами, як дешевизна, технологічність, екологічність

і технічна безпека (включаючи сейсмостійкість), а також можливість створення парків великих об'ємів ємностей, соляні товщі як будівельне середовище мають явні переваги.

Висновки

Проаналізовано нафтидосолоносні вузли з гігантською нафтогазоносністю та солоносністю осадових басейнів планети. За методологією СТАГПД охарактеризовано просторово-часовий розподіл нафтидосолоносних і солоносних формацій у зоні зчленування Східноєвропейської платформи і Тетичного рифтогенного поясу, Західного (Карпати), Південного (Переддобруджа, Причорномор'я, Крим, Азово-Чорноморська акваторія) та Східного (Дніпровсько-Донецька западина) нафтогазоносних регіонів України. За літологічними, стратиграфічними, геофізичними, сейсмологічними, атмо-, термо-, геохімічними методами виконано детальну аналітику закономірностей просторово-часового розподілу теригенно-карбонатних, теригенно-глинистих, теригенно-вапнякових формацій, солянокупольних структур, умов формування діапїрів у фанерозойських циклічних нафтидосолоносних формаційних комплексах. Особлива увага приділена детальному аналізу геологічної будови та умов нафтидосоленакопичення Карпатського нафтогазосолоносного регіону як одного з найкрупніших нафтидосолоносних вузлів рифтогенного поясу Землі. Наведено інформацію про розміщення потенційних підземних сховищ водню в межах солоносних формацій.

ЛІТЕРАТУРА

1. Атлас родовищ нафти і газу України: в 6-ти т. Т. 6: Південний нафтогазоносний район: Іванюта М. М., Федішин В. О., Денега Б. І., Арсірій Ю. О., Лазарук Я. Г. (ред.). – Львів: УНГА, 1998. – 222 с.
2. Багрій І. Д. Фундаментальні розробки – підґрунтя нових концепцій та високоефективних пошукових технологій (підземні води, вуглеводні). – Київ: Фоліант, 2017. – 562 с.
3. Багрій І. Д., Лисиченко Г. В., Шестопалов В. М. Комплексирование методов при изучении взаимосвязи подземных и речных вод // Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. Методы изучения водообмена. – Киев: Наук. думка, 1988. – С. 223–239.
4. Бортичков Н. С. Геохимия и происхождение рудообразующих флюидов в гидротермально-магматических системах в тектонически активных зонах // Геология руд. месторождений. – 2006. – Вып. 48, № 1. – С. 3–28.
5. Высоцкий И. В. Формирование нефтяных месторождений в складчатых областях. – Москва: Недра, 1971. – 392 с.
6. Геология и нефтегазоносность Днепровско-Донецкой впадины. Глубинное строение и геотектоническое развитие / В. К. Гавриш, Г. Д. Забелло, Л. М. Рябчун и др. – Киев: Наук. думка, 1989. – 208 с.
7. Гідро-біогенно-мантійна концепція походження вуглеводнів – запорука високоефективної пошукової технології: Багрій І. Д. (гол. ред.). – Київ: ДП “УГК”, 2022. – 414 с.
8. Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Маслун Н. В., Аксьом С. Д., Войцицкий З. Я. Опыт применения методики геолого-структурно-термоатмогеохимических исследований для обоснования нефтегазоносности глубоководных участков Черноморской акватории // 1-я Междунар. конф. “Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз” (10–12 июня 2012 г., Баку, Азербайджан): сб. тез. – Баку, 2012. – С. 94–96.
9. Гожик П. Ф., Багрій І. Д., Войцицкий З. Я., Гладун В. В., Маслун Н. В., Знаменська Т. О., Аксьом С. Д., Клоушина Г. В., Іванік О. М., Ключко В. П., Мельничук П. М., Палій В. М., Цюха О. Г. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. – Київ: Логос, 2010. – 419 с.
10. Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромышленной геологии и разработки трещиноватых коллекторов: пер. с англ. Н. А. Бардиной, П. К. Голованова, В. В. Власенко, В. В. Покровского; под ред. А. Г. Ковалева. – Москва: Недра, 1986. – 608 с.
11. Дерябин Н. И. Тектонические стадии земной коры и их теллогения. – Киев: Софиз, 2006. – 231 с.
12. Доленко Г. Н. Происхождение нефти и газа и нефтегазоаккумуляция в земной коре. – Киев: Наук. думка, 1986. – 136 с.
13. Іванік М. М. О некоторых условиях фауны фораминифер солеродных бассейнов // Палеонтологические исследования

на Україні: Матеріали I годич. сес. Укр. палеонтол. о-ва (Київ, 3–5 апр. 1978 г.). – Київ: Наук. думка, 1980. – С. 52–57.

14. Китык В. И. Соляная тектоника Днепровско-Донецкой впадины. – Київ: Наук. думка, 1970. – 204 с.

15. Лукин А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. – Київ: Наук. думка, 1997. – 225 с.

16. Лукин А. Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах // Геол. журн. – 2004. – № 3 (309). – С. 34–45.

17. H₂ – водень. Еколого-енергетичні виклики ХХІ сторіччя. Глобальні проекти. Шляхи реалізації: Багрий І. Д. (гол. ред.). – Київ: ДП “Українська геологічна компанія”; 2023. – 292 с.

18. Маслун Н. В., Іванік М. М., Андреева-Григорович А. С., Жабіна Н. М. Стратиграфічна модель еоценового формаційного комплексу Українських Карпат // Палеонтологічні дослідження Доно-Дніпровського прогину: матеріали міжнар. наук. конф. та XXXIX сес. Палеонтол. т-ва НАН України (Градизьк, 14–16 трав. 2019 р.). – Київ, 2019. – С. 71–73.

19. Маслун Н. В., Жабіна Н. М., Іванік М. М., Вага Д. Д., Супрун І. С. Стратиграфічні критерії прогнозування покладів вуглеводнів в мезо-кайнозойських формаціях України // Сучасні проблеми гірничої геології та геокології: зб. матеріалів міжнар. наук. конф. (Київ, 10–11 груд. 2020 р.). – Київ: ДУ “НЦ ГГГРІ НАН України”; 2020. – С. 66–70.

20. Нефтегазоперспективные объекты Украины. Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов / И. И. Чебаненко, В. А. Краюшкин, В. П. Клочко, П. Ф. Гожик, Н. И. Евдощук. – Київ: Наук. думка, 2002. – 296 с.

21. Перерва В. М., Костина Т. И. Флюидодинамические структуры литосферы и диапризма // Докл. АН Украины. – 2002. – № 2. – С. 132–136.

22. Порфирьев В. Б., Гринберг И. В. Геохимические основы генезиса нефти // Тр. Львов. геол. о-ва. – 1948. – Вып. 1. – 18 с.

23. Приходько М. Г., Пономарьова Л. Д. Геологічна будова Закарпатського прогину. – Київ: УкрДГРІ, 2018. – 84 с.

24. Чекалюк Э. Б. Термодинамические основы теории минерального происхождения нефти. – Київ: Наук. думка, 1971. – 256 с.

25. Шестопалов В. М., Лукин А. Е., Зонник В. А., Макаренко А. Н., Ларин Н. В., Вогуславский А. С. Очерки дегазации Земли. – Київ, 2018. – 632 с.

26. Шехунова С. Б. Солоносні формації: закономірності літогенезу та проблеми використання. – Київ: Наук. думка, 2020. – 336 с.

27. Behling N., Williams M. C., Managi S. Fuel cells and the hydrogen revolution: Analysis of a strategic plan in Japan // Economic Analysis and Policy. – 2015. – Vol. 48. – P. 204–221. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.10.002>

28. Gozhyk P. F., Maslun N. V., Voizizky Z. J., Ivanik M. M., Klushyna G. V., Ivanik O. M. Stratigraphic structure of Cenozoic deposits of Prekerch shelf and east Black Sea Basin // Exploration in the Black Sea and Caspian Regions: Abstract of the AAPG European Region Annual Conference (October 17–19, 2010, Kyiv, Ukraine). https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/kyev/abstracts/ndx_Gozhyk.pdf.html

29. Jackson M., Hudec M. Influence of Salt on Petroleum Systems. In Salt Tectonics: Principles and Practice (pp. 424–456). – Cambridge: Cambridge University Press, 2017. <https://doi.org/10.1017/9781139003988.020>

30. Kehle R. O. The origin of salt structures, in Evaporites and Hydrocarbons. – Columbia University Press, New York, 1988. – P. 345–404.

REFERENCES

1. Atlas of Oil and Gas Deposits of Ukraine: in 6 volumes. Vol. 6: Southern Oil and Gas Bearing Region: Ivanuta M. M., Fedishin V. O., Denega B. I., Arsyrii Yu. O., Lazaruk Ya. H. (Eds.). – Lviv: UNGA, 1998. – 222 p. (In Ukrainian).

2. Bagriy I. D. Fundamental Developments – the Basis for New Concepts and Highly Efficient Search Technologies (Underground Waters, Hydrocarbons). – Kyiv: Foliant, 2017. – 562 p. (In Ukrainian).

3. Bagriy I. D., Lysichenko G. V., Shestopalov V. M. Integration of methods in the study of the interaction of underground and surface waters // Water Exchange in Hydrogeological Structures of Ukraine. Methods of Studying Water Exchange. – Kyiv: Naukova Dumka, 1988. – P. 223–239. (In Russian).

4. Bortnikov N. S. Geochemistry and Origin of Ore-Forming Fluids in Hydrothermal-Magmatic Systems in Tectonically Active Zones // Geology of Ore Deposits. – 2006. – Vol. 48, No. 1. – P. 3–28. (In Russian).

5. Vysotsky I. V. Formation of Oil Fields in Folded Regions. – Moscow: Nedra, 1971. – 392 p. (In Russian).

6. Geology and Oil-Gas Potential of the Dnieper-Donetsk Basin. Deep Structure and Geotectonic Development / V. K. Havrysh, G. D. Zabello, L. M. Riabchun et al. – Kyiv: Naukova Dumka, 1989. – 208 p. (In Russian).

7. Hydro-Biogenic-Mantle Concept of the Origin of Hydrocarbons – the Key to Highly Efficient Search Technology: Bagriy I. D. (Chief ed.). – Kyiv: DP “UGK”; 2022. – 414 p. (In Ukrainian).

8. Gozhyk P. F., Bagriy I. D., Maslun N. V., Aksem S. D., Voitsitsky Z. Ya. Experience in applying the methodology of geological-structural-thermo-atmo-geochemical studies to substantiate the oil and gas potential of deep-water areas of the Black Sea area // 1st International Conference “Hydrocarbon Potential of Great Depths: Energy Resources of the Future – Reality and Forecast” (June, 10–12, 2012, Baku, Azerbaijan): Collection theses. – Baku, 2012. – P. 94–96. (In Russian).

9. Gozhyk P. F., Bagriy I. D., Voitsitsky Z. Y., Hladun V. V., Maslun N. V., Znamenska T. O., AkSYM S. D., Klushyna H. V., Ivanik O. M., Klochko V. P., Melnychuk P. M., Paliy V. M., Tsyokha O. H. Geological-Structural-Thermo-Atmo-Geochemical Substantiation of the Oil and Gas Potential of the Azov-Black Sea Basin. – Kyiv: Logos, 2010. – 419 p. (In Russian).

10. Golf-Racht T. D. Fundamentals of Petroleum Geology and Development of Fractured Reservoirs: Translated from English by N. A. Bardin, P. K. Holovanov, V. V. Vlasenko, V. V. Pokrovsky / Ed. by A. G. Kovalev. – Moscow: Nedra, 1986. – 608 p. (In Russian).

11. Deryabin N. I. Tectonic Stages of the Earth's Crust and Their Metallogeny. – Kyiv: Sofiya, 2006. – 231 p. (In Russian).

12. Dolenko G. N. Origin of Oil and Gas and Hydrocarbon Accumulation in the Earth's Crust. – Kyiv: Naukova Dumka, 1986. – 136 p. (In Russian).

13. Ivanyk M. M. On some conditions of the fauna of foraminifers of salt-bearing basins // Paleontological Studies in Ukraine: Materials of the 1st Annual Session of the Ukrainian Paleontological Society (Kyiv, April 3–5, 1978). – Kyiv: Naukova Dumka, 1980. – P. 52–57. (In Russian).

14. Kityk V. I. Salt Tectonics of the Dnieper-Donetsk Basin. – Kyiv: Naukova Dumka, 1970. – 204 p. (In Russian).

15. Lukin A. E. Lithogeodynamic Factors of Hydrocarbon Accumulation in Rift Basins. – Kyiv: Naukova Dumka, 1997. – 225 p. (In Russian).

16. Lukin A. E. On Through-Formation Fluid-Conducting Systems in Oil and Gas-Bearing Basins // Geologichnij žurnal. – 2004. – No. 3 (309). – P. 34–45. (In Russian).

17. H₂ – Hydrogen. Ecological-Energetic Challenges of the 21st Century. Global Projects. Ways of Implementation: Bagriy I. D. (Chief ed.). – Kyiv: DP “Ukrainian Geological Company”; 2023. – 292 p. (In Ukrainian).

18. Maslun N. V., Ivanik M. M., Andreyeva-Grigorovich A. S., Zhabina N. M. Stratigraphic Model of the Eocene Formation Complex of the Ukrainian Carpathians // Paleontological Research of the Don-Dnieper Trough: Materials of the International Scientific Conference and the XXXIX Session of the Paleontological Society of the NAS of Ukraine (Hradizk, May 14–16, 2019). – Kyiv, 2019. – P. 71–73. (In Ukrainian).

19. Maslun N. V., Zhabina N. M., Ivanik M. M., Waga D. D., Suprun I. S. Stratigraphic criteria for predicting hydrocarbon deposits in the Mesozoic formations of Ukraine. Modern problems of mining geology and geoecology: collection of materials of the International Scientific Conference (Kyiv, December 10–11, 2020). – Kyiv: DU “NC GGGRI NAS of Ukraine”; 2020. – P. 66–70.

20. Oil and Gas Prospective Objects of Ukraine. Petroleum Potential of the Basement of Sedimentary Basins / I. I. Chebanenko, V. A. Krayushkin, V. P. Klochko, P. F. Gozhyk, N. I. Evdoshchuk. – Kyiv: Naukova Dumka, 2002. – 296 p.

21. Pererva V. M., Kostina T. I. Fluidodynamic Structures of the Lithosphere and Diapirism // Proceedings of the National Academy of Sciences of Ukraine. – 2002. – No. 2. – P. 132–136.

22. Porfiriev V. B., Grinberg I. V. Geochemical Foundations of Oil Genesis // Transactions of the Lviv Geological Society. – 1948. – Iss. 1. – 18 p.

23. Prikhodko M. H., Ponomarova L. D. Geological Structure of the Zakarpattia Trough – Kyiv: UkrDGI, 2018. – 84 p.

24. Chekalyuk E. B. Thermodynamic Foundations of the Theory of Mineral Oil Origin – Kyiv: Naukova Dumka, 1971. – 256 p.

25. Shestopalov V. M., Lukin A. E., Zgonnik V. A., Makarenko A. N., Larin N. V., Vuguslavsky A. S. Essays on Earth degassing. – Kyiv, 2018. – 632 p.

26. Shekhuнова S. B. Salt Formations: Lithogenesis Patterns and Utilization Issues. – Kyiv: Naukova Dumka, 2020. – 336 p.

27. Behling N., Williams M. C., Managi S. Fuel cells and the hydrogen revolution: Analysis of a strategic plan in Japan // Economic Analysis and Policy. – 2015. – Vol. 48. – P. 204–221. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.10.002>

28. Gozhyk P. F., Maslun N. V., Voizizky Z. J., Ivanik M. M., Klushyna G. V., Ivanik O. M. Stratigraphic structure of Cenozoic deposits of the Prekerch shelf and east Black Sea Basin // Exploration in the Black Sea and Caspian Regions: Abstracts of the AAPG European Region Annual Conference (October 17–19, 2010, Kyiv, Ukraine). https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/kyev/abstracts/ndx_Gozhyk.pdf.html

29. Jackson M., Hudec M. Influence of Salt on Petroleum Systems. In Salt Tectonics: Principles and Practice (pp. 424–456). – Cambridge: Cambridge University Press, 2017. <https://doi.org/10.1017/9781139003988.020>

30. Kehle R. O. The origin of salt structures, in Evaporites and Hydrocarbons. – Columbia University Press, New York, 1988. – P. 345–404.

Рукопис отримано 18.08.2023.