



I. ARTYKUŁY / PAPERS

Naftowo-wodorowe i solonośne formacje fanerozoiku w basenach ryftogenicznych Ukrainy

Petroleum-hydrogen and salt-bearing Phanerozoic formations in riftogenic basins of Ukraine

Ihor BAGRIY¹, Andriy POBEREZHSKY², Ninel MASLUN¹, Oksana STUPKA²,
Iryna SUPRUN¹, Oleksandra ZUBAL¹, Iaroslav KRYL³

¹Institute of Geological Sciences (*Instytut Nauk Geologicznych*) of NAS of Ukraine, O. Honchara Sr., 55-b, Kyiv, Ukraine, 01054, e-mail: bagrid@ukr.net, ivanik_m@ukr.net, suprun_is@ukr.net, selenatrio@ukr.net

²Institute of Geology and Geochemistry Combustible Minerals (*Instytut Geologii i Geochemii Surowców Palnych*) of NAS of Ukraine, Naukova, Sr., 3-a, Lviv, Ukraine, 79060, e-mail: andriy.poberezhskyy@gmail.com, stupkaoksana@gmail.com

³HYDROGEN UKRAINE, LLC, Lavrska Sr., 20, Kyiv, Ukraine, 01015, e-mail: kryl@hydrogen.ua

STRESZCZENIE

W artykule przedstawiono uzasadnienie dotyczące powstania i rozmieszczenia formacji roponośnych, gazowo-wodorowych oraz solonośnych na Ukrainie. Szczególną uwagę poświęcono formacjom roponośnym i gazowo-solnym regionu karpackiego, które korelują z utworami mezozoicznymi i kenozoicznymi. Zaprezentowano dane dotyczące obecności struktur solnych wysadowych oraz ich rozmieszczenia w strefie połączenia platformy wschodnioeuropejskiej z trzeciorzędowym pasem ryftowym obejmującym regiony: zachodni (Karpaty), południowy (Przedgórze Dobrudży, region Morza Czarnego, Krym, basen Azowsko-Czarnomorski) i wschodni (Basen Dniepro-Doniecki). Regiony te są miejscami wydobywania ropy naftowej i gazu na Ukrainie. Omówiono również cykliczność formacji roponośnych, wodorowych i solnych oraz etapy ich ewolucji. Przeanalizowano także potencjalne możliwości magazynowania wodoru w formacjach solonośnych.

Słowa kluczowe: ropa naftowa, formacje gazowo-wodorowe, formacje solonośne, Karpaty, Ukraina

ABSTRACT

This article presents justification of formation and distribution of petroleum as well as gas-hydrogen and salt-bearing formations in Ukraine. Special attention is given to the petroleum and gas-salt formations of the Carpathian region, where they are correlated to the Mesozoic and Cenozoic formations. Data is provided on the presence of salt dome structures and their spatiotemporal distribution in the junction zone between the East European Platform and the Tertiary rift belt: Western (Carpathians), Southern (Peredobrudzha, Black Sea region, Crimea, Azov-Black Sea basin) and Eastern (Dnipro-Donetsk Basin), which are the oil and gas producing regions of Ukraine. The cyclicity of petroleum-hydrogen and salt-bearing formations and the stages of their evolution are also considered. The potential of underground storages of hydrogen in salt-bearing formations has been analyzed.

Keywords: petroleum, gas-hydrogen, salt-bearing formations, Carpathians, Ukraine

1. INTRODUCTION

Ukraina jest częścią naftowo-solonośnych i metalogenicznych pasm skorupy ziemskiej w obrębie pasa alpejsko-himalajskiego. Dzięki temu posiada ogromny potencjał zasobów

Ukraine is part of the oil-salt-bearing and metallogenic belts of the Earth's crust within the Alpine-Himalayan belt and has great natural resource-producing potential. Three of the largest petroleum- and salt-producing regions are located

naturalnych. Znajdują się tu trzy największe regiony wydobywania ropy i soli – Karpaty, region Morza Czarnego-Krym oraz Prypieć-Dniepr-Donbas (największy region wydobywania gazu na kontynencie europejskim). Regiony te są zarówno wysoce produktywne, jak i obciążone ryzykiem (Rys. 1). Charakterystyczną cechą tych obszarów jest obecność solno-naftowych węzłów w basenach osadowych o ogromnym potencjale ropy, gazu i zasolenia. Ich struktura wyróżnia się podobnymi cechami strukturalno-tektonicznymi, litologiczno-facjalnymi, geochemicznymi oraz hydrodynamicznymi na odpowiednich poziomach stratygraficznych z okresu prekambryjskiego i fanerozoicznego. Powstanie tych największych basenów jest związane z okresami karbonu, dewonu, permu, triasu, paleogenu i neogenu (Rys. 2).

W wielu węzłach naftowo-solonośnych z aktywnym reżimem hydrodynamicznym (w różnych strefach morfostrukturalnych) typową cechą jest rozległe występowanie procesów wznoszącej migracji soli i węglowodorów, w szczególności wodoru. Prowadzi to do formowania się złóż ropy naftowej i gazu, które zazwyczaj mają charakter wielowarstwowy i rozciągają się na różnych poziomach stratygraficznych, obejmujących różne okresy geologiczne. W obrębie alpejsko-himalajskich stref ryftowych w rejonie Paratetydy wyróżnia się istotne węzły naftowo-solonośne: węzły zachodnio- i wschodnio-śródziemnomorskie, centralno-europejskie, kaspijskie, perskie oraz czarnomorskie. Na Ukrainie obejmują one węzły Prypecko-Dniepro-Doniecki (największy region gazowy) oraz Karpacki, które są zarówno wysokowydajne, jak i obciążone wysokim ryzykiem (Gozhyk et al., 2019).

Największe złoża metalogeniczne znajdują się w regionach naftowo-solonośnych Ukrainy. W tych regionach oraz basenach naftowych i gazowych występują liczne złoża flogopitu, apatytu, barytu, magnezytu, syderytu, grafitu, uranu, złota i innych minerałów. Znajdują się tam również duże złoża hydrotermalne miedzi i uranu, które powstały w okresach paleozoicznym i mezozoicznym w wyniku procesów metasomatycznych. Analiza różnych złóż w tych basenach pokazuje, że mogą się one różnić wiekiem i pochodzeniem. Niemniej jednak jest oczywiste, że proces formowania się złóż ropy naftowej, gazu, węgla, łupków naftowych, grafitu, różnych soli i rud w tych basenach zachodził i nadal zachodzi głównie w wyniku procesów metasomatycznych. Procesy te są spowodowane działaniem podziemnych płynów metalicznych i węglowodorowych o stosunkowo wysokiej temperaturze, które oddziałują z otaczającymi formacjami skalnymi. Dodatkowo, migracja ropy i gazu przez formacje skalne oraz obecność wód mineralizowanych mają istotny wpływ na procesy tworzenia złóż.

2. METODY BADAWCZE

Bogate doświadczenie w badaniach kwestii związanych z formowaniem i rozwojem złóż węglowodorów, określaniem

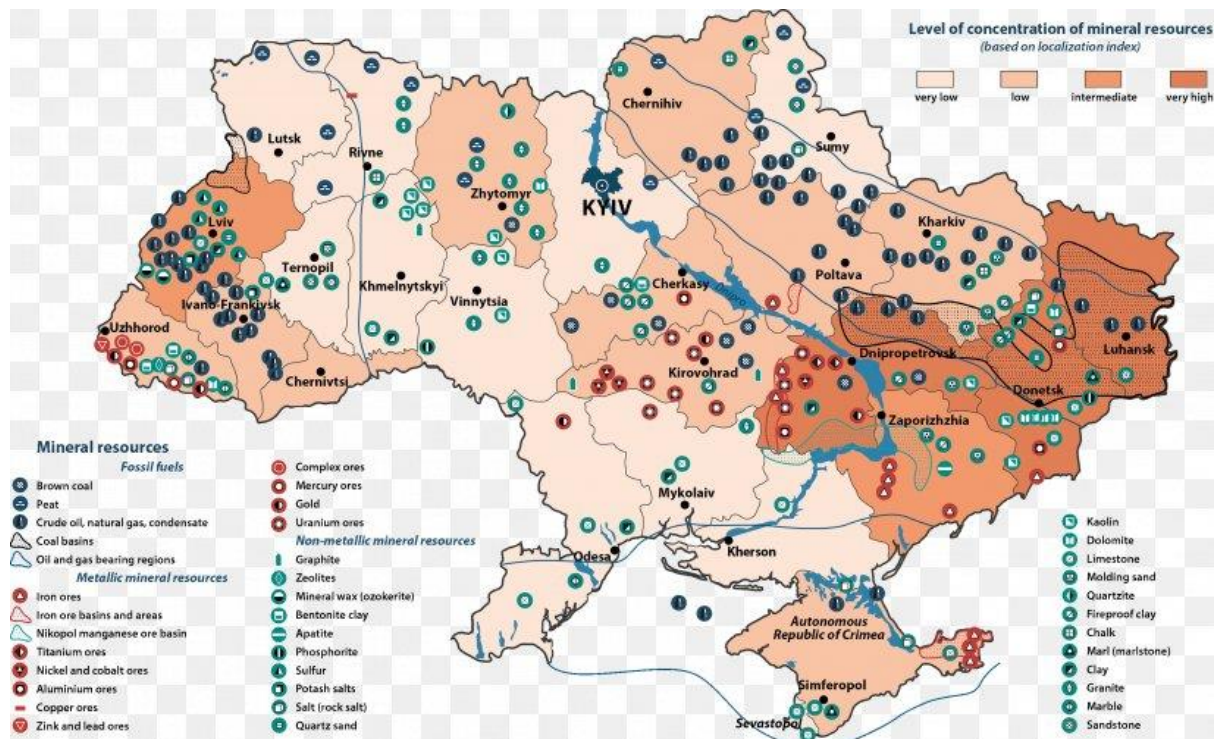
here – Carpathians, Black Sea-Crimean, and Pripyat-Dnipro-Donetsk (the largest gas-producing region on the European continent), these regions are both highly productive and high risk-prone (Fig.1). A characteristic feature of oil-salt bearing regions is the presence of saline-petroleum nodes in sedimentary basins with immense oil, gas potential and salinity. Their structure is characterized by similar structural-tektonic, lithological-facial, geochemical, and fluid-dynamic properties at certain corresponding stratigraphic levels of Precambrian and Phanerozoic age. The formation of these largest basins is linked to the Carboniferous, Devonian, Permian, Triassic, Paleogene, and Neogene periods (Fig. 2).

In many oil-and-salt-bearing nodes with an active hydrodynamic regime (within various morphostructural zones), a wide-scale manifestation of the processes of upward migration of salts and hydrocarbons, in particular hydrogen, is a typical characteristic. This leads to the formation of petroleum and gas-bearing reservoirs, that are typically multi-layered at different age levels. Within the Alpine-Himalayan riftogenic zones in the Paratethys area, significant petroleum and salt-bearing nodes are distinguished: the Western and Eastern Mediterranean, Central European, Caspian, Persian, and Black Sea nodes. In Ukraine, these include the Pripyat-Dnipro-Donetsk node (the largest gas region) and Carpathian node, which are both high-yielding and high-risk areas (Gozhyk et al., 2019).

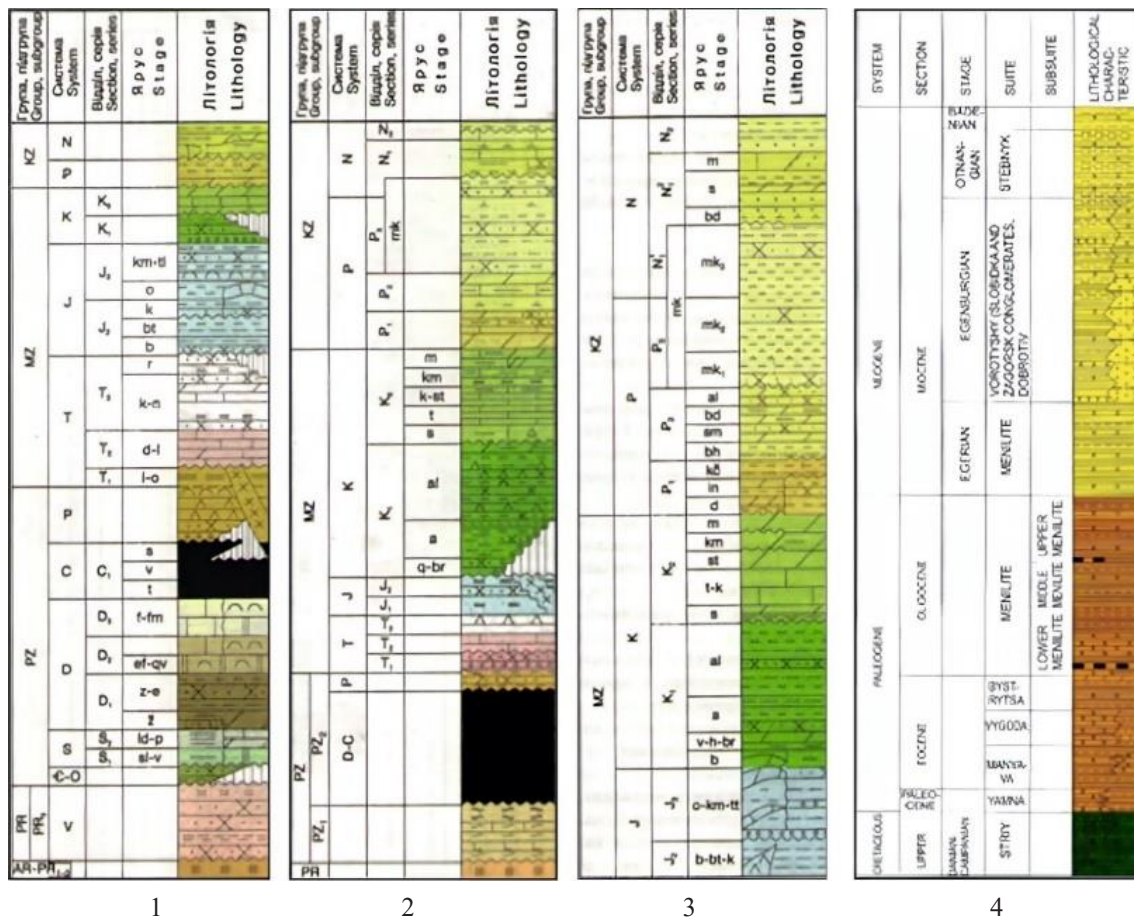
The largest metallogenic deposits are located in the oil-salt-bearing regions of Ukraine. The oil and gas regions and basins contain numerous deposits of phlogopite, apatite, barite, magnesite, siderite, graphite, uranium, gold, and other minerals. There are also large Paleozoic-Mesozoic hydrothermal metasomatic deposits of copper and uranium. Analysis of various deposits within these oil and gas basins shows that they can vary in age and origin, however there is no doubt that the formation of deposits of oil, gas, coal, oil shale, graphite, various salts, and ores in these basins has taken place and continuous to occur, mainly in a metasomatic way, caused by underground relatively high-temperature metal-bearing and hydrocarbon-bearing fluids interacting with a mixture of rock formation, and at the last stages during migration of oil and gas through rock formations, as well as mineralized waters associated with these processes.

2. RESEARCH METHODS

Extensive experience in researching issues of formation and development of hydrocarbon deposits, determining oil and gas content potential, as well as distribution of oil and salt-bearing formations within a geological section demonstrated the necessity of a comprehensive interpretation of analytical materials. The methodology of Geological Structural Thermoatmogeochemical Studies (GSTS) contains analytics



Ryc. 1. Mapa zasobów mineralnych Ukrainy
Fig. 1. Mineral resources map of Ukraine



Ryc. 2. Rozmieszczenie złóż węglowodorów i soli w formacjach fanerozoicznych Ukrainy: przeddobrudzkiej (1), czarnomorsko-krymskiej (2), indolo-kubańskiej (3), karpackiej (4) (według Naftogazprospektyvni obiekty Ukrainy, 2010, [Perspektywiczne obiekty naftowe i Gazowe Ukrainy-tum własne] z uzupełnieniami autorów).

Fig. 2. Distribution of hydrocarbon and salt deposits in the Phanerozoic formations of Ukraine: Pre-Dobruzhka (1), Black Sea-Crimea (2), Indolo-Kuban (3), Carpathian (4) (according to the Oil and Gas Prospective Objects of Ukraine, 2010, with additions by the authors).

potencjału zawartości ropy naftowej i gazu oraz analizowaniem rozmieszczenia formacji naftowo-solonośnych w obrębie przekroju geologicznego wykazało konieczność kompleksowej interpretacji materiałów analitycznych. Metodologia Geologicznych Strukturalno-Termodynamicznych Badań Geochemicznych (GSTS) zawiera analizy i informacje do pogłębionego badania zagadnień związanych z węglowodorami i zasoleniem, stosując dwa podejścia naukowe: geologiczne i geochemiczne (Bagriy, 2017; Gozhik i in., 2012).

Logistyka obecnie stosowanej metodologii obejmuje kompleksowe podejście do uzasadnienia wzorców czasoprzestrzennego funkcjonowania systemów przewodzących płyny węglowodorowe, tworzenia modeli fluidodynamicznych oraz optymalizacji poszukiwań złóż ropy, gazu, wodoru, a także hydratów gazowych na małych i dużych głębokościach w obrębie basenu i pokrywy osadowej. (Bagriy i in., 2023; Behling i in., 2015; Green Hydrogen..., 2021). Koncepcja W.B. Porfiryeva dotycząca systematycznego i kompleksowego podejścia do zagadnień związanych z formowaniem złóż ropy została praktycznie wdrożona, gdyż ropa jest wynikiem reakcji chemicznych, na które wpływ mają czynniki geologiczne. Idee te zostały rozwinięte i zrealizowane w pracach wielu naukowców, w tym W.I. Wernadskiego (1943), P.F. Gozhika (2012, 2019), I.D. Bahriya (2017, 2023), V.K. Gavrish (1989), M.M. Iwannya (1980), O.N. Lukina (2002, 2004), S.B. Shekhunovej (2020), V.I. Sozanskiego (1977) i innych.

W jednostce geologicznej przeanalizowano kompleksowy zestaw metod stosowanych w geologii naftowej oraz opracowano systematyczną metodologię tworzenia modeli i diagramów stratygraficznych. W stratygrafii wykorzystuje się niemal wszystkie dostępne metody, takie jak lito-biostratygrafia, sedimentologia, paleontologia, tektonika, analiza morfo-strukturalna, geodynamika, geofizyka, badania sejsmiczne, analiza klimatu i inne. Umożliwiają one pozyskiwanie szczegółowych informacji na temat struktury geologicznej regionów oraz różnych formacji geologicznych.

W jednostce geochemicznej rozkład czasowo-przestrzenny termo-atmo-geochemicznych anomalii jest określany na podstawie kompleksowej analizy danych geologicznych uzyskanych przy użyciu GSTS. W przeciwieństwie do wcześniej stosowanych na Ukrainie metod badań powierzchniowych, które skupiały się wyłącznie na wykrywaniu anomalii metanu jako bezpośrednich wskaźników złóż węglowodorów, ta metodologia przyjmuje bardziej systematyczne podejście. Uwzględnia strukturę geologiczną, modele uskoków w obszarach perspektywicznych oraz identyfikuje przepuszczalne strefy neotektonicznie aktywne o podwyższonej przepuszczalności. Strefy te są kluczowe w określaniu obecnych wpływów płynów i gazów na powierzchni oraz pomagają w śledzeniu najbardziej aktywnych ścieżek migracji węglowodorów, które stanowią bezpośrednie wskaźniki potencjalnych złóż.

and information for an in-depth study of the issues of hydrocarbons and salinity using two scientific approaches – geological and geochemical (Bagriy, 2017; Gozhik et al., 2012).

Logistics of the currently employed methodology involves comprehensive approach to substantiating patterns of spatiotemporal functioning of fluid-conducting hydrocarbon systems, creating fluid-dynamic models, and optimizing the exploration of oil, gas and hydrogen reserves, as well as gas hydrates at both shallow and significant depths of the basin and sedimentary cover (Bagriy et al., 2023; Behling et al., 2015; Green Hydrogen..., 2021). The idea of Academician V.B. Porfiryev regarding the systemic and complex nature of the issues related to the formation of oil deposits has been practically implemented, as oil is the product of chemical reactions influenced by geological factors. These ideas have been developed and realized in the works of many researchers, including Vernadsky V.I. (1943), Gozhik P.F. (2012, 2019), Bahriy I.D. (2017, 2023), Gavrish V.K. (1989), Ivanik M.M. (1980), Lukin O.N. (2002, 2004), Shekhunova S.B. (2020), Sozansky V.I. (1977) and others.

In the geological unit, a comprehensive set of geological methods in petroleum geology has been analyzed, and a systematic methodology for constructing stratigraphic models and diagrams has been developed. Practically all geological methods are utilized in stratigraphy, including litho-biostratigraphy, sedimentology, paleontology, tectonics, morpho-structural analysis, geodynamics, geophysics, seismic studies, climate analysis, and others, allowing for the acquisition of information on the geological structure of regions and various geological formations.

In the geochemical unit, the spatiotemporal distribution of thermo-atmo-geochemical anomalies is determined based on a thorough analysis of geological information derived using GSTS. Unlike the surface exploration methods previously used in Ukraine which focused on direct indicators of hydrocarbon deposits based on detected anomalies of methane components, this methodology focuses on a systematic analysis that takes into account geological structure, fault models of prospective areas, and detection of fluid-permeable neotectonically active zones of elevated permeability, which determine current surface unloading of fluid and gas flows, and identifies pathways of the most active migration of hydrocarbons – direct indicators of their deposits.

A combination of near-surface exploration is optimal for determining the thermo-geochemical criteria for predictive mapping of promising areas and assessing their hydrocarbon potential. This is achieved through integration of several geological-structural studies, near-surface exploration methods – gas for hydrocarbons, helium, hydrogen, and indirect (mediated) emissions, and thermometric surveys (Bagriy, 2019). Cartographic models are developed based on the distribution of bottom sediments temperature indicators, the sum

Kombinacja badań przy powierzchni jest optymalna do określenia kryteriów termogeochemicznych w prognozowaniu obszarów perspektywicznych oraz ocenie ich potencjału węglowodorowego. Osiąga się to poprzez integrację różnych badań geologiczno-strukturalnych. W tym celu stosuje się metody badań przy powierzchni, takie jak analiza gazów pod kątem węglowodorów, helu i wodoru, oraz badania emisji pośrednich. Dodatkowo przeprowadza się badania termometryczne (Bagryi, 2019). Modele kartograficzne są opracowywane na podstawie rozkładu wskaźników temperatury osadów dennych, sumy homologów metanu oraz współczynnika całkowitego, który odpowiada wskaźnikom aktywności geodynamicznej i przepuszczalności uskokuw geologicznych i tektonicznych. W rezultacie tworzone są mapy perspektywicznych obszarów do poszukiwania węglowodorów oraz ustalane są kryteria oceny produktywności złóż gazu lub ropy.

3. WYNIKI

Najbardziej przekonujące wyjaśnienie mechanizmu akumulacji węglowodorów i soli wynika z koncepcji pulsacji płynów. Systemy dynamiczne w litosferze, które transportują węglowodory, sole i inne złoża mineralne, działają jako systemy gazowo-hydrotermalne. W ekstremalnych warunkach termodynamicznych jedynie gazy i woda mogą pełnić rolę nośników cięższych składników, takich jak węglowodory i minerały w litosferze. Wspólny mechanizm geologiczny umożliwia lokalizację akumulacji ropy, gazu i soli, co ma zastosowanie we wszystkich tych strukturach i formacjach.

Teoretyczny model pulsacyjnego wnikania dużych, wysoko ciśnieniowych mas płynów do górnych warstw skorupy ziemskiej przewiduje istnienie płynnych zbiorników mas diapirycznych i stref zmienionych w skałach nadkładowych stref roponośnych. Te strefy są związane z okresowym wnikaniem płynów z głębszych warstw skorupy ziemskiej. Model ten pozwala oszacować rozprzestrzenienie anormalnie wysokich ciśnień zbiornikowych oraz określić wzorce rozmieszczenia złóż węglowodorów w nurze odgazowującej. Mechanizm migracji węglowodorów tłumaczony jest przez okresowe (cykliczne) przebiecia skał nadkładowych przez płyny. Pulsacje płynów przyczyniają się do formowania złóż węglowodorów, w tym złóż wodoru i soli, w wyniku odgazowywania Ziemi (Lukin, 2002, 2004).

W ramach paradygmatu biostratigraficznego wyjaśniono warunki formowania, pochodzenia i rozwoju złóż węglowodorów i soli. Analiza struktury stratygraficznej tych formacji ujawnia, że ich pochodzenie może być zarówno endogeniczne, jak i egzogeniczne. Innymi słowy, istnieje ciągła debata na temat dualistycznego pochodzenia złóż węglowodorów i soli. Baseny solne zazwyczaj wykazują strukturę blokową o charakterze strukturalno-tektonicznym, pękniętą przez gęstą sieć uskokuw, przez które młode wody solankowe wznosiły się z dużych głębokości. Procesowi temu często towarzyszyły erupcje wulkaniczne (Gozhyk i in., 2013; Prykhodko, Ponomareva, 2018).

of methane homologues, and an integral coefficient that correspond to the indicators of geodynamic activity and permeability of geological and tectonic faults. Consequently, maps of prospective areas for hydrocarbon exploration are charted and criteria for the productivity of gas or oil reservoirs are established.

3. RESULTS

The most compelling explanation for the mechanism of hydrocarbon and salt accumulation stems from the concept of fluid pulsation. Fluid-dynamic systems in the lithosphere that transport hydrocarbons, salts, and other mineral accumulations are gas-hydrothermal systems. Only gases and water under extreme thermodynamic conditions can serve as viable carriers for heavier than gas components such as hydrocarbons, and other minerals in the lithosphere. To facilitate these processes, there is a common geological mechanism for the localization of oil, gas, and salt accumulations that applies to all these structures and formations.

The theoretical model of pulsatory intrusion of large highly pressurized fluid masses into the upper levels of the Earth's crust predicts the existence of fluid reservoir-vein diapiric masses and "intrusion halos" within the cap rocks of hydrocarbon-bearing zones associated with periodic fluid penetration from the lower layers of the Earth's crust. The model allows for the estimation of the spread of abnormally high reservoir pressures and distribution patterns of hydrocarbon deposits within the degassing pipe. The mechanism of hydrocarbon flow migration is explained by the periodic (cyclic) breakthroughs of overlying rock formations by fluids. Fluid pulsation mechanisms lead to the formation of hydrocarbon deposits, including hydrogen and saline reservoirs due to Earth's degassing (Lukin, 2002, 2004).

Within the biostratigraphic paradigm, the conditions for the formation, origin, and development of hydrocarbon and salt deposits have been clarified. Through analysis of all factors related to the stratigraphic structure of hydrocarbon and salt formations, it has been demonstrated that they can have both endogenous and exogenous origins. In other words, dualistic origins of hydrocarbon and salt formations are still debated. Salt basins exhibit a structural-tectonic block structure, fractured by a dense network of faults through which juvenile brines were brought up from significant depths. In many cases, this process was accompanied by volcanic eruptions (Gozhyk et al, 2013; Prykhodko, Ponomareva, 2018). Sediments occurred as a result of the disruption of thermodynamic equilibrium of deep concentrated brines under pre-surface conditions (Ivanik, 1980). Saline basins are associated with sub-latitudinal zones that coincide with the position of the Tethys Sea. Similar significant salt accumulation occurred on the mar-

reva, 2018). Formowanie osadów było wynikiem zakłócenia równowagi termodynamicznej głębokich, skoncentrowanych solanek w warunkach bliskich powierzchni (Ivanik, 1980). Baseny solne są zazwyczaj związane ze strefami sub-latitudealnymi, które odpowiadają położeniu Morza Tetydy. Znaczące akumulacje soli zaobserwowano również wzdłuż brzegów Płyty Arabskiej, m.in. w Morzu Czerwonym, Dolinie Danakil oraz u stóp Gór Zagros. Większość głównych złóż halogenicznych jest produktem różnicowania materiału płaszczowego w strefach ryftowych. Tektonika soli jest również kluczowa dla przemysłu naftowego (Jackson, Hudec, 2017).

Analiza informacji geologicznych i geofizycznych uzyskanych z prac eksploracyjnych w basenach węglowodorowych i solonośnych wskazuje, że niemal każdy duży basen węglowodorowy zawiera formacje halogeniczne. Formacje te są związane z głębokimi depresjami o strukturze blokowej, licznymi wyniesieniami i siecią uskoku na różnych głębokościach, które często stanowią ich granice. Formacje terrigenne-wulkanogenne są typowe dla większości basenów solnych i roponośnych, dostarczając dowodów na synchronizację akumulacji soli i wulkanizmu. Formacje roponośne i solonośne powstały w okresach intensywnej aktywności tektonicznej. W okresach akumulacji ropy i soli zachodziły ekstremalne transformacje w strukturach litofacialnych, cyklicznych, morfostrukturalnych, strukturalno-tektonicznych i geodynamicznych basenów osadowych. Tempo akumulacji soli znacznie przewyższa tempo odkładania się skał osadowych i można je porównać jedynie z szybkością formowania się osadów wulkanicznych. Grubość formacji roponośnych i solonośnych jest zazwyczaj ekstremalnie duża, osiągając od 10 000 do 12 000 metrów w niektórych basenach, przy czym halit stanowi istotną część stratygrafii basenów osadowych.

4. POTENCJALNE PODZIEMNE MAGAZYNOWANIE WODORU NA UKRAINIE

W związku z rosnącym popytem na wodór, produkcja tego gazu w istniejących rafineriach ropy może wymagać zwiększenia, co wiązać się będzie z potrzebą budowy podziemnych magazynów jako najbardziej ekonomicznej i ekologicznej opcji. Całkowity potencjał magazynowania w Europie szacuje się na 84,8 PWh H_2 , z czego tylko 27% tej pojemności znajduje się w obiektach nadziemnych. Ponadto, ta pojemność spada do 7,3 PWh H_2 w promieniu 50 km od linii brzegowej (Caglayan et al., 2020).

W Ukrainie znajdują się trzy rafinerie: Kremenczuk, Drohobycz i Nadwórna, które są usytuowane nad formacjami solnymi, tworząc korzystne warunki do budowy magazynów wodoru. W praktyce wybór miejsc budowy obiektów podziemnych do magazynowania opiera się na warunkach geologicznych i ekonomicznych. W Ukrainie znajdują się trzy duże obszary solne: depresja dnipro-doniecka (w tym północno-

gins of the Arabian Plate in the Red Sea, in the Danakil Salt Valley, and in the foothills of the Zagros Mountains the vast majority of major halogenic deposits are products of mantle material differentiation in riftogenic zones. Salt tectonics is also vitally important to the petroleum industry (Jackson, Hudec, 2017).

The analysis of geological and geophysical information derived from the results of exploration and appraisal works in hydrocarbon and salt-bearing basins indicates that almost every major hydrocarbon basin contains halogenic formations. These formations are associated with deep depressions of block structure, numerous uplifts, and a network of various-depth faults, which often serve as their boundaries. Terrigenous-volcanogenic formations are typical for most salt and oil-bearing basins, providing evidence of the synchronicity of salt accumulation and volcanism. Petroleum-bearing and salt-bearing formations were formed during periods of significant tectonic activity. During periods of oil and salt accumulation, there were extreme transformations occurring within litho-facial, cyclical, morphostructural, structural-tectonic, and geodynamic structures of sedimentary basins. The rate of salt accumulation greatly exceeds that of sedimentary rocks deposits and can only be compared to the speed of formation of volcanic deposits. The thickness of petroleum-bearing and salt-bearing formations is typically extremely high, reaching 10-12 thousand meters in some basins, with halite comprising a significant portion of the sedimentary basin stratigraphy.

4. POTENTIAL UNDERGROUND STORAGE OF HYDROGEN IN UKRAINE

Given the high demand for hydrogen, its production at existing oil refineries may need to be increased, necessitating underground storage as the most economical and environmentally friendly option. The total potential storage capacity in Europe is estimated at 84.8 PWh H_2 , with only 27% of this capacity being available at above-surface sites. In addition, this capacity decreases to 7.3 PWh H_2 within a 50 km radius of a coastal line (Caglayan et al., 2020).

There are three refineries in Ukraine: Kremenchuk, Drohobych, and Nadvirna, which are located over salt formations, creating favorable conditions for developing hydrogen storage facilities. In practice, the selection of construction sites for underground storage facilities is carried out by considering both geological and economic conditions. Three large saline regions are located on Ukrainian territory: the Dnipro-Donetsk depression (including the northwestern Donbas), the Pre-Carpathian and Transcarpathian depressions, and two areas of limited distribution of salt deposits - Peredbruzhinska and Vystupitska. In the salt-bearing basins of Ukraine, the following salt dome structures have

-zachodni Donbas), depresje przedkarpacka i zakarpacka oraz dwa obszary o ograniczonym rozkładzie złóż soli – Peredbruzhinska i Vystupitska.

W basenach solnych Ukrainy zbadano i rozważono następujące struktury kopuł solnych jako potencjalne miejsca budowy zbiorników podziemnych: Romenska w Sumach; Kaplyntsiivska i Novosenzharska w Poltawie; Adamivsko-Buhaivska w Doniecku; oraz Verkhnostrutynska, Yasenivska i Rozhnyativska w rejonie Iwano-Frankiwska (Shekhunova, 2020). Niektóre złoża, pierwotnie badane w celu pozyskiwania surowców dla przedsiębiorstw rolniczych, mogą również zostać wykorzystane do budowy obiektów magazynowych. Należą do nich złoża Izmailskie w rejonie Odeskim; złoża Dolynskie w rejonie Iwano-Frankiwskim; oraz złoża Popiliskoye i Hubitske w rejonie Lwowskim. Masy solne (w większości zbudowane z halitu) posiadają istotne pozytywne właściwości: brak uskoków i systemów pęknięć, szybkie ich zamykanie, nieprzepuszczalność dla wody i innych cieczy (czyli skuteczną izolację od otoczenia), korzystne parametry przewodnictwa cieplnego oraz możliwość zastosowania efektywnych kosztowo metod. Ponadto, formacje solne znajdują się na szerokich obszarach, które w dużej mierze pokrywają się z przemysłowo rozwiniętymi i gęsto zaludnionymi regionami. Cechy te można połączyć z faktem, że te obszary pokrywają się również z regionami węglowodorowymi i ropośnymi. Tak więc, biorąc pod uwagę takie czynniki jak efektywność kosztowa, wykonalność technologiczna, przyjazność dla środowiska, bezpieczeństwo techniczne (w tym odporność sejsmiczna) oraz potencjał budowy magazynów o niezrównanej pojemności, formacje solne mają wyraźne zalety jako środowisko budowlane.

5. WNIOSKI

Artykuł przedstawia uzasadnienie wzorców rozmieszczenia formacji ropośnych, gazonośnych oraz solnych i omawia mechanizmy ich powstawania. Szczególna uwaga poświęcona jest regionowi karpackiemu, który jest jednym z najstarszych i największych złóż węglowodorów w pasie riftogenowym Ziemi. Przedstawiono informacje na temat obecności struktur kopuł solnych oraz rozkładu przestrzenno-czasowego w strefie styku Platformy Wschodnioeuropejskiej i riftogenego pasa Tetydy, obejmującego regiony ropośne i gazonośne Ukrainy: zachodni (Karpaty), południowy (Przed-Dobrudża, Morze Czarne, Krym, basen Azowsko-Czarnomorski) i wschodni (depresja dnipro-doniecka). Omówiono również cykliczny charakter formacji ropośnych i gazonośnych oraz etapy ich ewolucji.

been explored and considered for the construction of underground reservoirs: Romenska in Sumy; Kaplyntsiivska and Novosenzharska in Poltava; Adamivsko-Buhaivska in Donetsk; as well as Verkhnostrutynska, Yasenivska, and Rozhnyativska structures in the Ivano-Frankivsk region (Shekhunova, 2020). Some deposits, explored for the purpose of raw material extraction for agricultural enterprises, can also be used for the construction of underground storage facilities. These include the Izmailske deposit in the Odessa region; the Dolynske deposit in the Ivano-Frankivsk region; and the Popiliskoye and Hubitske deposits in the Lviv region. Salt masses (composed mostly of halite) possess important positive properties: absence of faults and fracture systems, rapid closure of cracks, water and other fluids impermeability (i.e., isolation from the surrounding environment), favorable thermal conductivity parameters of rock formation, and options for using cost-effective methods. Furthermore, salt-bearing formations are located within wide areas, which largely coincide with industrially developed and densely populated areas. These features can be combined with the fact that these areas also coincide with gas-bearing and oil-bearing regions. Thus, considering factors such as cost-effectiveness, technological feasibility, environmental friendliness, technical safety (including seismic resistance), as well as potential of constructing storage facilities of unmatched capacity, salt formations have clear advantages as a construction environment.

5. CONCLUSIONS

The article provides justification for the patterns of distribution of oil and gas-bearing as well as salt-bearing formations, and discusses the mechanism of their formation. Special attention is given to the formation of the Carpathian oil, gas and salt producing region - the oldest and one of the largest oil and gas-bearing hydrocarbon formations in the Earth's riftogenic belt. The information is provided about the presence of salt dome structures and the spatial-temporal distribution in the junction zone of the East European Platform and the Tethyan riftogenic belt of oil and gas-bearing regions of Ukraine: the Western (Carpathians), Southern (Pre-Dobrudzhia, Black Sea, Crimea, Azov-Black Sea basin), and Eastern (Dnipro-Donetsk depression). The cyclic nature of oil and gas-bearing formations and the stages of their evolution are also considered.

LITERATURA/REFERENCES

- BAGRIY I. D., 2017. Fundamental developments are the foundation of new concepts and highly effective search technologies (groundwater, hydrocarbons). Kyiv, 562 p.
- BAGRIY D., 2019. Hydro-biogenic-mantle concept of hydrocarbon origin – the key to highly efficient search technology. Kyiv, 414 p. (In Ukrainian).
- BAGRIY I. D., 2023. H₂ Hydrogen. Environmental and energy challenges of the XXI century. Global projects' ways of implementation. Kyiv, 292 p.
- BEHLING, N., WILLIAMS, M., MANAGI, S., 2015. Fuel cells and the hydrogen revolution: Analysis of a strategic plan in Japan, *Economic Analysis and Policy* Vol. 48: 204–221.
- CAGLAYAN, D., WEBER, N., HEINRICHS HEIDI, U., LINßEN, J., ROBINIUS, M., KUKLA, P., STOLTEN, D. (2020) Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe, *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 45, Issue 11: 6793–6805.
- GAVRISH, V.K., ZABELLO G. D., RYABCHUN L. M., et al., 1989. Geology and the oil-gas-bearings of the Dnieper-Donets depression. The deep structure and geotectonic development *Naukova dumka*. Kyiv, 208 p.
- GOZHIK P. F., BAGRIY I. D., MASLUN N. V., AKSEM S. D., VOITSYTSKY Z. Ya., 2012. 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”. Baku, Azerbaijan, 10–12 June 2012, Collection theses: P. 94–96. (In Russian).
- GOZHYK P., IVANIK O., MASLUN N., IVANIK M., ZHABINA N., KLIUSHYNA G., VOIZIKIY Z., SUPRUN I., 2019. Regulatory factors of geological processes and events in the Cenozoic basin of the Carpathian-Black Sea segment of Tethys. Monitoring of Geological Processes and Ecological Condition of the Environment. Conference Proceedings of the XIII International Scientific Conference. Kyiv, Ukraine, 12-15 November 2019. Vol. 2019: P. 1-5. DOI:
- Green Hydrogen in Ukraine: Taking Stock and Outlining Pathways, 2021. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), https://www.energypartnership-ukraine.org/fileadmin/user_upload/ukraine/media_elements/Green_Hydrogen_in_Ukraine.pdf.
- IVANIK, M.M., 1980. Certain Conditions of the Foraminifera Fauna of Salt Basins. Paleontological Research in Ukraine. Materials of the First Annual Session of the Ukrainian Paleontological Society. Kyiv, April 3-5, 1978). Kyiv, *Naukova Dumka*: P. 52–57.
- IVANYUTA M. M., FEDYSHYN V. O., DENEHA B. I., ARSIRIY Y. O., LAZARUK Y. G. (Eds.), 1998. Atlas of oil and gas fields of Ukraine: in 6 volumes. Vol. 6: Southern oil and gas bearing region. – Lviv, 222 p. (In Ukrainian).
- JACKSON M.P.A, HUDEC M.R., 2017. Salt Tectonics: Principles and Practice. Cambridge University Press.
- LUKIN, A.E., 2002. Hypogenic-allogenic decompaction is the leading factor in the formation of secondary oil and gas reservoirs. *Geological Journ*, 4: 15-32.
- LUKIN, A.E., 2004. Pass-through Fluid Conducting Systems in Oil and Gas Basins. *Geological Journal*, 3: 34-45.
- PRYKHODKO, M.G., PONOMAREVA L.D., 2018. Geological structure of Transcarpathian Depression. *UkrDGRI*. Kyiv, 84 p.
- SHEKHUNOVA S.B., 2020. Saline Formations: Patterns of Lithogenesis and Problems of Use. Kyiv, 336 p.
- SOZANSKY, V.I., 1977. Geological Structure of Saline Basins and Conditions of Salt Accumulation. *Dokl. Geol.-Min. Sci.* Kyiv. 43 p.