

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
КИЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ІМЕНІ ТАРАСА ШЕВЧЕНКА

НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Карпенко Іван Олексійович

УДК 553.98:550.8

ДИСЕРТАЦІЯ
НАФТОГАЗОВА СИСТЕМА ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

04.00.17 – геологія нафти і газу

103 – природничі науки

Подається на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

Науковий керівник **Михайлов Володимир Альбертович**, доктор геологічних наук, професор

Київ – 2017

АНОТАЦІЯ

Карпенко І.О. Нафтогазова система південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук (доктора філософії) за спеціальністю 04.00.17 «Геологія нафти і газу» (103 – Науки про Землю). - Навчально-науковий інститут "Інститут геології Київського національного університету імені Тараса Шевченка", Інститут геологічних наук Національної академії наук України, Київ, 2017.

Дисертаційна робота присвячена просторовому моделюванню геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз із сингенетичною еволюцією нафтогазової системи з метою локального прогнозу нафтогазоносності. Загалом робота ґрунтується на засадах органічно-міграційної теорії походження видобувних вуглеводнів, тому з метою вивчення джерел генерації вуглеводнів значна увага приділена вивченню керогеновмісних порід, що є нафтогазоматеринськими, в межах південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини та створенню методу ідентифікації гірських порід з підвищеним вмістом органічної речовини за допомогою інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин.

Інтеграція отриманих знань щодо нафтогазоматеринських порід в просторову структурну модель південної прибортової зони ДДз надала можливість за допомогою сучасних програмних комплексів змоделювати еволюцію геологічного розвитку ділянки досліджень з сингенетичними процесами генерації, міграції, акумуляції вуглеводнів з послідуною презервацією покладів до наших днів. Отриманий прогноз локальної нафтогазоносності на 85% підтверджується відомими родовищами вуглеводнів, погоризонтний прогноз підтверджується на 55-

68%, а прогнозний фазовий стан вуглеводнів підтверджується на 72-94%, що ідентифікує високу точність створеної просторової моделі та доцільність використання методу для проектування ГРП та постановки пошукового буріння.

З метою вивчення нафтогазоматеринських порід ділянки досліджень було зібрано та проаналізовано значний обсяг попередніх наукових робіт, монографій, публікацій щодо умов утворення гірських порід з підвищеним вмістом органічної речовини, умов і особливостей генерації вуглеводнів з розсіяної органічної речовини та математичних алгоритмів, що описують ці процеси. Увагу було приділено всебічним дослідженням седиментаційних і стратиграфічних, літолого-фаціальних, петрофізичних, геохімічних властивостей 18 нафтогазоматеринських формацій в різних седиментаційних басейнах світу. Частина, з яких, окрім нафтогазоматеринських, є підтвердженими нафтогазоносними формаціями нетрадиційного сланцевого типу. Співставлення характерних особливостей нафтогазоматеринських формацій вказало на спільні риси, що увійшли до переліку факторів для ідентифікації аналогічних формацій в ДДз.

З поміж багатьох математичних алгоритмів, що описують процеси утворення вуглеводневих сполук з керогену під впливом температури та часу, для подальшого моделювання було обрано математичний алгоритм "Easy Ra", розроблений у 1990 році співробітниками Стенфордського університету Дж. Свіні і А. Бьорнхемом.

Окремий розділ роботи присвячений аналізу широко-використовуваних методів ідентифікації та охарактеризування порід з органічною компонентою в розрізі свердловин за даними ГДС. Визначені особливості та недоліки попередніх методів наштовхнули на створення та удосконалення власної методики, що здатна визначати вміст органічного вуглецю в розрізі свердловин використовуючи вхідні дані каротажу з поміж тих, що використовувались і використовуються в Україні. Аналіз властивостей керну керогеновмісних порід середньо- та нижньо-кам'яновугільних формацій ДДз та формації Утіка Шейл (Огайо, США)

в поєднанні з численними попередніми роботами, присвяченими визначенню властивостей керогену, надали фундамент для створення математичних виразів, що описують вплив вмісту керогену та відображення цих порід у фізичних полях. Чотири математичні вирази петрофізичної моделі описують вплив всіх компонентів гірської породи на загальну густину, водневміст, природну гама-активність та швидкість проходження повздовжніх акустичних хвиль. Вирішення системи рівнянь методом Гаусса дозволяє визначити невідомі змінні, серед яких вміст органічної компоненти (вміст керогену). Відхилення результатів визначення вмісту керогену за популярною методикою $d\log R$ за акустичним та боковим каротажем (Passey et al., 1990) з результатами визначень вмісту керогену за керном складає 55%, відхилення за $d\log R$ по нейтронній пористості та боковому каротажу складають 104%, а власна методика вказує на відхилення 19%, що виводить її на якісно новий рівень.

Застосування створеної методики до розрізів більш ніж ста глибоких свердловин ділянки досліджень в поєднанні з мікроскопічним вивченням 2000 мікрофотознімків 240 шліфів/аншліфів керогеновмісних порід та з результатами комплексних геохімічних досліджень керогеновмісних порід ДДз іноземних дослідницьких груп надали можливість ідентифікувати та охарактеризувати керогеновмісні породи та вугільні пласти, а також виявити ключові нафтогазоматеринські товщі палеозою південної прибортової зони ДДз.

Середньокам'яновугільний відділ утворено варіацією піщанисто-алевритистих фацій з абсолютною відсутністю чи дуже незначною концентрацією керогену та численною кількістю вугільних пластів товщиною від 0,5-2,0 мм до 1-3 м. Вугільні шари середнього карбону утворені переважно III-IV типами керогену. Башкирська карбонатна плита вміщують 0,4-1,4 % гумусо-сапропелевої органічної речовини (III-II тип керогену).

Ексудатиніт ідентифікований у багатьох зразках є вторинним мацералом, який є індикатором утворення високомолекулярні рідкі вуглеводнів (I-II типи

керогену). Цей висновок переводить деякі вугільні пласти верхнього та середнього карбону у ранг нафтогазогенеруючих порід.

Більшість горизонтів серпуховського ярусу містять незначні концентрації мацералів вітриніту та інертиніту (III-IV типи керогену). Горизонти С-1-С-3 містять дуже тонкі вугільні пласти (III-II типи керогену), а вугільні шари горизонтів С-9-С-10-С-11 містять II-III-IV типи керогену.

Глинисті алевроліто-піщанисті трансгресивні горизонти верхньовізейського під'ярусу (В-14–В-22) в середньому містять близько 1,5–2,5% органічного вуглецю з абсолютно домінуючою часткою наземної гумусової ОР (III-IV типи керогену). Горизонти В-14–В-16 містять високу концентрацію часток високопористих мацералів інертиніту, заповнених ексудатинітом та резинітом (II-III типи керогену).

Концентрація ОР збільшується в напрямку подошви верхньовізейського під'ярусу, де горизонт В-22 вміщує 1,0–4,2% $C_{\text{орг}}$ (III тип керогену), а горизонт В-23 (рудівські шари) до 10% $C_{\text{орг}}$. Рудівські шари є як ключовою нафтогазогенеруючою товщею південно-східної частини ДДз. Проте в південній прибортовій зоні ДДз вони розвинені обмежено і в основному не перевищують 3–8 м товщини, окрім Керносівсько-Богатойської ділянки, де В-23 вміщує до 10% ОР і налічує 30–35 м товщини. Саме ця ділянка за спектром критеріїв ідентифікована, як найбільш перспективна, та рекомендована для подальшого вивчення в контексті пошуків та потенціального видобутку нетрадиційних сланцевих вуглеводнів (сланцевий газ збагачений конденсатом).

В межах центрального сегменту південної прибортової зони ДДз карбонатні горизонти турнейського ярусу Т-3–Т-5 включають 2 пласти з ТОС більше 10% з морським нафто-генеруючим I–II типом керогену, проте їх товщина обмежена 5–8 метрами. В зв'язку з суттєвою латеральною літофаціальною гетерогенністю ця ж товща сягає 50–70 м і перешаровується з органічно-збіднілими карбонатними літофаціями в межах прилеглих площ.

В північно-західній частині південної прибортової зони ДДз турнейський ярус та нижньовізейські “підплитові” горизонти В-26–В-27 утворені перешаруванням домінуючих теригенних порід з карбонатними та зі значною кількістю бітумінозних алевролітів, вуглистих аргілітів, чорних мергелів і сапропелевих вугільних пластів. Піритизовані аргілітові та алевролітові горизонти містять мацериали вітриніту та частинки резиніту (III–II типи ОР), а вугільні пласти характеризуються дуже високою концентрацією ліптиніту та спориніту (II тип ОР) і містять частинки пористого фюзиніту і семифюзиніту, заповненого ексудатинітом (IV та II типи ОР).

Надсольова товща девону в загальному характеризується незначною концентрацією ОР наземного походження, лиманська світа містить чорні морські вапняки з незначним потенціалом нафтогазогенерації. Міжсольова товща девону характеризується мінливою товщиною відкладів (100–1000 м) вздовж південної прибортової зони ДДз і відповідною літофаціальною мінливістю. Ділянки інтенсивного прогинання сприяли накопиченню сильно бітумінозних глинистих алевролітів і пісковиків з наземною і морською ОР, численних пластів вугілля та вуглистих аргілітів (II–III типи керогену).

Найменш вивчена підсольова товща девону представлена воронезькою світою (D₃fr₂vr), що утворена чорними теригенними та карбонатними літофаціями, які містять незначну концентрацію органічної речовини до 2–3%.

Робота містить аналіз всіх відомих покладів вуглеводнів та нафтогазопроявів в межах південної прибортової зони ДДз. Аналіз є необхідним, оскільки відомі поклади ВВ є невід’ємною частиною нафтогазової системи басейну, а просторове розміщення покладів та їх якісні і кількісні характеристики потрібні для кореляції відомих покладів з результатами 2D та 3D моделювання.

За допомогою 1D моделювання історії заглиблення осадових комплексів для розрізів 43 глибоких свердловин ділянки досліджень із корегуванням результатів за даними виміру відбивної здатності вітриніту за керном вперше визначено

тренд потужності теплового потоку Землі в межах ділянки досліджень протягом розвитку ДДз.

Вперше створені 2D моделі нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіональних профілів Гупалівка-Гути і Сагайдак-Лебедин та 3D модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз. Це, з урахуванням структурних особливостей південної прибортової зони ДДз, дозволило отримати науково-обґрунтовані висновки щодо геохронології генерації та акумуляції вуглеводнів, домінуючих типів та шляхів міграції, механізмів накопичення відомих покладів з наступним їх збереженням чи руйнуванням.

Створені за допомогою 3D моделювання результуючі карти нафтогазонакопичення у верхньосерпуховському та турнейському комплексах південної прибортової зони ДДз підтверджуються численними відомими покладами нафти і газу. За результатами 3D моделювання визначена потенційна нафтогазонаосність серпуховських та верхньовізейських відкладів у 16 неопошуканих структурах в межах південної прибортової зони ДДз та 8 глибоких та надглибоких об'єктах у межах приосьової зони ДДз, що дозволило надати пропозиції щодо подальшого напрямку ГРР.

Виділені 3 ділянки з передумовами збереження покладів вуглеводнів в девонських відкладах: Левенцівсько-Личківська, Зачепилівсько-Сагайдацька, Яблунівсько-Калайдинцівська, надані рекомендації щодо напрямку ГРР, включаючи пошукове буріння, для уточнення структурних особливостей цих ділянок, ідентифікації перспективних об'єктів, оцінки геолого-економічних ризиків їх освоєння.

Використання результатів дисертаційної роботи, як очікується, дозволить збільшити коефіцієнт успішності пошуково-розвідувального буріння з приростом видобувних запасів та приріст ресурсів за рахунок новооцінених площ та об'єктів. Розроблена 3D модель охоплює ділянку центрального сегменту південної прибортової зони та частину прилеглої приосьової зони ДДз, що дозволяє

розширити її межі для оцінки високо-ризикових глибоких та надглибоких об'єктів з метою вивчення площ центральної частини ДДз. Аналогічний підхід рекомендується застосувати в інших НГР України.

Ключові слова: нафтогазова система, моделювання, 1D, 2D, 3D, генерація, міграція, акумуляція, вуглеводні, материнські породи, органічний вуглець, мацериали, вугілля, ГДС, інтерпретація, кероген, нафтогазоносність.

ABSTRACT

Karpenko I.O. The Petroleum System of Southern Border of Dnieper-Donets Basin. - Qualification scientific work as a manuscript.

Thesis for the degree of candidate of geological sciences (Ph.D.) in specialty 04.00.17 "Petroleum Geology" (103 - Earth Sciences). - Educational and Scientific Institute "Institute of Geology" Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geological Sciences of The National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2017.

The thesis is devoted to the spatial modeling of geodynamic development of the Southern border zone of Dnieper-Donets basin with the syngenetic evolution of the petroleum system aimed to provide local forecast of oil and gas accumulations. In general, the thesis based on the principles of theory on organic origin of petroleum, therefore, in order to study the sources of hydrocarbons generation, considerable attention has been paid to the study of kerogenous rocks, which are hydrocarbons sources, within the Southern border zone of the Dnieper-Donets basin and to the new method of quantification of kerogen content in organic-rich rocks via interpreting well logs data.

Integration of the obtained knowledge on the source rocks into the spatial structural model of the Southern border zone of the DDB made it possible, with the help of modern software systems, to simulate the evolution of the geological development of the study area together with syngenetic processes of generation, migration, accumulation of hydrocarbons with subsequent accumulations preservation to the present day. The obtained forecast of oil and gas prospects by 85% is confirmed by discovered hydrocarbon fields, the detailed forecast within each stratigraphical unit confirmed by 55-68%, and the predicted phase state of hydrocarbons is confirmed by 72-94%, which identifies the high accuracy of the developed spatial model and the expediency of using the method for projecting field exploration works and exploration drilling.

With the purpose of studying the source rocks within the study area, a considerable amount of previous scientific work, monographs, publications were collected and analyzed on the conditions for the occurrence of rocks with a high content of preserved organic matter, as well as conditions of generation of hydrocarbons from the organic matter and the mathematical algorithms describing these processes. Attention was paid to comprehensive studies of sedimentary and stratigraphic features, litho-facies, petrophysical and geochemical properties of 18 famous source rock formations in various sedimentary basins worldwide. Part of which, apart from being a source rocks, are a confirmed oil and gas bearing formations of unconventional shale type. A comparison of the characteristic features of source rock formations indicated common features, which were included into the list of factors for the identification of similar formations in DDB.

Among the many mathematical algorithms describing the processes of generation of hydrocarbons from kerogen under the influence of temperature and time, for the further modeling the mathematical algorithm "Easy Ra", developed in 1990 by J. Sweeney and A. Burnham at Stanford University, was chosen.

A separate section of the thesis is devoted to the analysis of widely used methods of identification and quantification of kerogen content in organic-rich rocks based on well logs data. The features and drawbacks of the previous methods were determined aimed to create and improve own new methodology capable of determining the content of organic carbon in the borehole column using input logs data widely used in Ukraine. Detailed characteristics study of the organic-rich core samples of the Middle and Lower Carboniferous formations of the DDB with various data on core samples from Utica Shale Formation (Ohio, USA), in combination with numerous previous works devoted to the determination of the properties of kerogen, provided the foundation for the creation of mathematical equations describing the effect of kerogen content on overall properties of rocks. Developed petrophysical model consists of four mathematical ex-

pressions describe the effect of all rock components on the bulk density, hydrogen content, natural gamma activity and the speed of transmission of longitudinal acoustic waves. Solving the system of equations by the Gauss method allows to determine unknown variables, among which is the content of the organic carbon (the content of kerogen). The deviation of the results of the determination of kerogen content by the popular DlogR technique via sonic and deep laterolog (Passey et al., 1990) with the results of the laboratory determination of the kerogen content from core samples is 55%, the deviation by DlogR from neutron porosity and deep laterolog is 104%, and determination of kerogen content via own technique indicates a deviation of 19%, which takes it to a qualitatively new level.

The application of the developed method to the sections of more than a hundred deep wells within the study area, together with microscopic study of 2000 microphotomages of 240 thin sections / polished section of organic-rich rocks, and with the results of complex geochemical studies of organic-rich rocks of the DDB of foreign research groups provided an opportunity to identify and characterize the organic-rich rocks and coal beds, and major source rocks formations of Paleozoic age of the Southern border zone of DDB.

Middle Carboniferous section is formed by a variation of sandy-silty facies with an absolute absence or very low content of kerogen and a number of coal beds 0.5-2.0 mm to 1-3 m thick. Coal beds are formed mainly by III-IV types of kerogen. Bashkirian Carbonate Plate contain 0.4-1.4% of humus-sapropelic organic matter (III-II type of kerogen).

Exudatinite identified in many samples is a secondary maceral, which is an indicator of the formation of high-molecular liquid hydrocarbons (type I-II of kerogen). This conclusion moves several coal beds of the Upper and Middle Carboniferous to the rank of oil-prone source rocks.

Most horizons of Serpukhovian age contain insignificant concentrations of maceral vitrinite and inertinite (III-IV types of kerogen), while horizons C-1-C-3 contain

very thin coal layers (III-II type of kerogen), coal layers of horizons C-9-C-10-C-11 contain liptinite macerals II-III-IV types of kerogen.

Silty-sandy argillaceous transgressive sequences of the Upper Visean age (B-14-B-22) contain in average about 1.5-2.5% of organic carbon with a dominant share of terrestrial humic OM (III-IV types of kerogen). Horizons B-14-B-16 contain a high concentration of highly-poroseous inertinite macerals filled with exudatinite and resinite which is an indicator of II type of kerogen.

The concentration of organic matter increases to the base of the Upper Visean section, where horizon B-22 contains 1.0-4.2% TOC (type III kerogen), and horizon B-23 (Rudov Beds) up to 10% TOC. The Rudov Beds formation is a major source rock formation within the South-Eastern part of the DDB. However, in the Southern border area of the DDB (study area) they are limited and do not exceed 3-8 m in thickness, except in the Kernosovsko-Bogatoyska area, where the B-23 holds up to 10% TOC and is 30-35 m thick. This area was identified as the most promising by the spectrum of criteria and is recommended for further study in the context of prospecting and potential extraction of unconventional shale hydrocarbons (condensate-rich shale gas).

Within the Central segment of the Southern border zone of the DDB, the carbonate horizons T-3 - T-5 of the Tournaisian age include 2 beds with a TOC of more than 10% with the marine oil-prone I-II type of kerogen, however, their thickness is limited to 5-8 meters. Due to significant lateral lithofacial heterogeneity, the same stratum reaches 50-70 m and is interbedded with organic-lean carbonate lithofacies within adjacent areas.

In the North-Western segment of the Southern zone of the DDB the Tournaisian section together with Lower Visean horizons V-26-B-27 are formed by interbedding of the dominant terrigenous rocks with minor share of carbonates and with a large number of bituminous siltstones, carbonaceous argillites, black marls and sapropelic coal beds. Pyritised mudstone and siltstone horizons contains vitrinite macerals and resinite particles (III-II type of OM), and coal beds have a very high concentration of

lipinite and sporinite (II type of OM) and contain porous fusinite and semifusinite particles filled with exudatinitite (type IV and II type OM).

The over-salt Devonian section generally characterized by a low concentration of organic matter, the Liman Formation contains black marine limestones with a low generation potential. Inter-salt Devonian section is characterized by a variable thickness of sediments vary from 100 to 1000 m along the Southern zone of DDB and corresponding lithofacies variability. Areas of intensive sedimentation contributed to the accumulation of highly bituminous shaly siltstones and sandstones with terrestrial and marine OM, numerous coal and organic-rich argillites (type II-III of kerogen).

The least studied under-salt Devonian section is represented by the Voronezh formation, created by black clastic and carbonate lithofacies, which contain an insignificant concentration of organic matter up to 2-3%.

The thesis contains comprehensive data and analysis of all known hydrocarbon accumulations and oil and gas shows within the Southern border zone of the DDB. The analysis is crucial because hydrocarbon accumulations are an integral part of the petroleum system of the basin, and the spatial distribution of accumulations and their qualitative and quantitative characteristics are needed to correlate known deposits to 2D and 3D modeling results.

1D petroleum system models (PSM) of the 43 deep wells within the study area were developed with the correction of the simulation results based on the vitrinite reflectivity data. The trend of the Earth heatflow within the research area during the development of the DDB for the first time determined.

For the first time, 2D models of petroleum system of regional scale were developed along the regional cross sections Gupalovka-Guta and Sagaidak-Lebedin and a 3D model of the petroleum system of the Southern border zone of the DDB was developed. 3D model was developed taking into account the structural features of the Southern border zone of the DDB, made it possible to obtain scientifically grounded conclusions about the geochronology of generation and accumulation of hydrocarbons, the

dominant types of migration and migration pathways, the mechanisms of accumulation of known deposits, followed by their preservation or destruction.

Numerous known oil and gas fields confirm the generated oil and gas accumulations maps in the Upper Serpukhovian, Upper Visean and Tournaisian complexes of the Southern border zone of the DDB, developed via 3D modeling. 18 new oil and gas accumulations within the Southern border zone of the DDB were forecasted via results of 3D modeling together with 8 deep and ultra-deep prospects within deep paraxial zone of the DDB, which made it possible to provide proposals for further geological exploration and exploration drilling.

The 3 selected sites (Leventsivsky-Lichkivsky, Zachepilovsky-Sagaidak, Yablunivsky-Kalaidintsevsky) with the prerequisites for the preservation of hydrocarbon deposits in the Devonian sediments are recommended for the future direction of geological exploration, including exploratory drilling, to clarify the structural features of these sites, identify promising sites, assess geological economic risks.

The use of the results of the thesis is expected to increase the success rate of exploration drilling with increase of reserves and increase in resource base due to the expected discoveries and newly generated prospects. The developed 3D model covers the area of the Central segment of the Southern border zone and part of the adjoining paraxial zone of the DDB, which allows to expand its boundaries for the assessment of high-risk deep and ultra deep prospects in order to study the areas of the Central part of the DDB. A similar approach is recommended to be applied in other Ukraine's petroleum provinces.

Keywords: petroleum system, modeling, 1D, 2D, 3D, generation, migration, accumulation, hydrocarbons, source rocks, organic carbon, macerals, coal, well logging, interpretation, kerogen, oil, gas.

Список публікацій здобувача

в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. **Карпенко І.О.** Просторова модель нафтогазової системи південно-прибортової зони ДДЗ / І. О. Карпенко. // Нафтогазова галузь України. – 2016. – №6. – С. 10–14.
2. **Карпенко І.О.** Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу / І. О. Карпенко. // Нафтогазова галузь України. – 2015. – №2. – С. 14–18.
3. Sheptak K. Feasibility of sustainable water management in prospect of the development of oil and gas industry in the Kharkiv and Donetsk regions of Ukraine by 2040 / K. Sheptak, **I. Karpenko**, D. Seredynskiy. // Przegląd Geologiczny. – 2016. – №64. – С. 925–928 (*створення моделі довгострокового розвитку нафтогазової промисловості зі сценарієм масштабного освоєння газу нетрадиційних джерел*).
4. Карпенко О.М. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ / О.М. Карпенко, В.А. Михайлов, **І.О. Карпенко** // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2015. – № 1. – С. 49–54 (*Прогнозні обсяги буріння за песимістичним, базовим і оптимістичним сценаріями на території Харківської і Донецької області на період 2016–2040 рр.*).
5. **Карпенко І.О.** Литолого-геофізические свойства сланцевых пород с повышенным содержанием керогена // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2014. – № 1. – С. 41–47.
6. Стойко А.І. Використання водних ресурсів під час проведення ГРП / Стойко А.І., **Карпенко І.О.**, Кузмірчук П. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2015. – № 3(56). – С. 127–133 (*ID моделювання ГРП в традиційних та нетрадиційних типах колекторів*).
7. **Карпенко І.О.** Петрофізичні передумови оцінки вмісту керогену в гірських породах за даними промислової геофізики / І.О. Карпенко, О.М. Карпенко, Г.Л.

Башкиров // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2014. – № 4. – С. 44–48 (*Оцінка зміни властивостей керогеновмісних товщ при зміні їх термальної зрілості*).

8. **Карпенко І.О.** Менеджмент водних ресурсів у контексті освоєння прогнозних ресурсів вугільного метану на прикладі Павлоградсько-Петропавлівської площі / І.О. Карпенко, М.А. Захарченко, Д.Ю. Серединський // Мінеральні ресурси України. – 2015. – № 4. – С. 14–21 (*моделювання ГРП у вугільних пластах та прогноз обсягів буріння*).

9. Вакарчук С. Г. Перспективи пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Переддобрудзького прогину / С.Г. Вакарчук, **І.О. Карпенко** // Геолог України. – 2013. – № 3. – С. 64–71 (*Визначення та ідентифікація керогеновмісних формацій – потенційних порід-колекторів нетрадиційного типу*).

10. Карпенко О.М. Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними / О.М. Карпенко, Г.Л. Башкиров, **І.О. Карпенко** // Вісник КНУ імені Тараса Шевченка. Геологія. – 2014. – № 3. – С. 71–76 (*Петрофізичне моделювання, підбір оптимальних коефіцієнтів, апробація розробленої методики*).

які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

11. **Карпенко І.О.** Відклади трансгресивних секвенцій як джерело генерації вуглеводнів та перспективні об'єкти наявності скупчень вуглеводнів неконвенційного сланцевого типу // Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи: м-ли Міжнар. наук. конф., 27–29 листопада 2013 р., Київ, Україна / КНУ імені Тараса Шевченка – Київ, 2013. – С. 46–48.

12. **Карпенко І.О.** Кінетичне 3D моделювання нафтогазової системи південної прибортової зони Дніпровсько-Донецького рифту з метою прогнозування нафтогазоносності / І.О. Карпенко, А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева // Надрокористування

в Україні. Перспективи інвестування, 4–7 жовтня, 2016 р., м. Трускавець, Україна: м-ли наук.-практ. конф. / 2016, – С. 249–251 (*створення 3D моделі південної прибортової зони ДДЗ та моделювання процесів міграції та акумуляції вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДЗ*).

13. **Карпенко І.О.** Інвестиційна привабливість площ з негативними результатами пошукового буріння в межах Українських нафтогазоносних регіонів // Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування, 5–8 жовтня, 2015 р., м. Трускавець, Україна: м-ли наук.-практ. конф. / . 2015, - С.41–44.

14. **Карпенко І.О.** Оптимізація водовикористання на потреби ГРП в контексті прогнозного освоєння ресурсів газу нетрадиційних джерел Східного нафтогазоносного регіону України / І.О. Карпенко, А.І. Стойко, П. Кузьмірчук// Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів, 3–4 червня, 2015 р., Київ: м-ли наук.-практ. конф. / 2015, – С. 21–23 (*моделювання процесу ГРП в традиційних і нетрадиційних типах колектору з різними параметрами в'язкості зшитого гелю*)..

15. **Карпенко І.О.** Нафтогазоматеринські товщі та їх вплив на відкриті поклади вуглеводнів в межах південно-прибортової зони ДДЗ / І.О. Карпенко, А.В. Іванова, Л.Б. Зайцева // Сучасні проблеми нафтогазової геології, 17 червня, 2016 р. Київ: м-ли наук.-практ. конф. / Київ, – 2016, – С. 33–35 (*вивчення шліфів та ан-шліфів, систематизація отриманих даних*).

16. Карпенко О.М. Геофізична діагностика газосланцевих товщ / О.М. Карпенко, Г.Л. Башкиров, С.Г. Вакарчук, В.К. Демидов, **І.О. Карпенко** // Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи, 27–29 листопада, 2013 р.: м-ли міжнар. наук. конф. / Київ, – 2013, – С. 105–108 (*охарактеризування керогеновмісних товщ в ДДЗ за допомогою інтерпретації даних ГДС*).

17. **Karpenko I.O.** Devonian and Carboniferous Petroleum Source Rocks within Southern Border Zone of Dnieper-Donets basin // Сучасні проблеми геологічних

наук, 14–16 квітня, 2016, Київ, Україна: м-ли VI Всеукр. конф.-школи / Київ: КНУ імені Тараса Шевченка, 2016, – С. 32–34.

18. **Karpenko I.O.** Identification of petroleum system elements and downscaling of complex geo-data sets for development of 3D model of semi-regional scale. Example of Southern border area of Dnieper-Donets rift. // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics. Theoretical and Applied Aspects (Ukraine, Kyiv, Taras Shevchenko National University of Kyiv, 10 May 2016). Kyiv. 2016. pp. 170–173.

19. Karpenko O., Mykhaylov V., **Karpenko I.** Determination of input parameters for modeling and Successful hydraulic Fracturing // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 25–26 (*визначення та охарактеризування ключових керогеновмісних товщ в якості потенційних колекторів вуглеводнів*)..

20. **Karpenko I.** It's time for the next level of shale gas industry in Poland and Ukraine // International Sc. Conference "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 14–16 July, 2014). Rzeszow. 2014. pp. 23–24.

21. Mykhailov V., **Karpenko O.**, Karpenko I. Geological Features of Ukrainian Shale Formations Promising for the Presence of Industrial Unconventional Hydrocarbon Accumulations in Connection with Hydraulic Fracturing // International Conference "Advanced Problems in Mechanics" (APM-2014) (St. Petersburg, Russian Federation, June 30–July 5, 2014). St. Petersburg, 2014. pp. 352–358 (*аналіз результатів проведення ГРП та розробка рекомендацій для визначення параметрів об'єкта для проведення успішного ГРП*).

які додатково відображають наукові результати дисертації:

22. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів. Навч. посіб. / І.Д. Багрій, О.М. Карпенко, В.Г. Семенюк, І.П. Гафіч, **І.О. Карпенко** та ін. К.: ІГН НАН України, 2016. 309 с. (*співавтор алгоритму програмної обробки даних*).

23. Жук В.М. Рациональне використання водних ресурсів в контексті освоєння прогнозних ресурсів нафти і газу в межах Харківської області / В.М. Жук, **І.О. Карпенко**, Д.Ю. Серединський // Вісник Одеського національного університету. Географічні та геологічні науки., – 2015, – Т. 20., – вип. 2., – С. 11–23 (*Прогнозні обсяги буріння за песимістичним, базовим і оптимістичним сценаріями на території Харківської і Донецької області на період 2016–2040 рр.*).

ЗМІСТ

ВСТУП	23
РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ПОПЕРЕДНІХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	30
РОЗДІЛ 2. УМОВИ УТВОРЕННЯ ОСАДОВИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ПІДВИЩЕНИМ ВМІСТОМ ОРГАНІЧНОЇ РЕЧОВИНИ ТА УМОВИ ГЕНЕРАЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ	35
2.1. Надходження та збереження органічної речовини в донних відкладах седиментаційних басейнів	35
2.2. Надходження урану в седиментаційні басейни та адсорбція урану живими організмами	44
2.3. Утворення вуглеводневих сполук з керогену	48
РОЗДІЛ 3. НАФТОГАЗОМАТЕРИНСЬКІ ФОРМАЦІЇ ТА МЕТОДИ ЇХ ІДЕНТИФІКАЦІЇ	57
3.1. Комплексний аналіз відомих нафтогазогенеруючих формацій та аспектів їх промислової нафтогазоносності	57
3.2. Літолого-компонентні, петрофізичні та геофізичні характеристики керогеновмісних порід	63
3.3. Огляд попередніх досліджень щодо ідентифікації та охарактеризування керогеновмісних порід у розрізах свердловин за даними ГДС	71
3.4. Методика ідентифікації та охарактеризування керогеновмісних порід в розрізі свердловини за комплексом даних ГДС.....	75
РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОГЕНЕРУЮЧІ ТОВЩІ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЧАСТИНИ ДДз	90
4.1. Аналіз попередніх досліджень формацій із підвищеним вмістом керогену в ДДз.....	90
4.2. Керогеновмісні породи та основні нафтогазоматеринські товщі південної прибортової зони ДДз	96

РОЗДІЛ 5. МОДЕЛЬ НАФТОГАЗОВОЇ СИСТЕМИ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЗОНИ ДДЗ	131
5.1. Стислий огляд геохронології розвитку південної прибортової зони ДДз	131
5.2. Нафтогазоносність і стратиграфічний розподіл покладів вуглеводнів в межах південної прибортової частини ДДЗ	136
5.3. 1D моделювання історії заглиблення осадових комплексів, термальної зрілості керогеновмісних порід та визначення геохронології генерації вуглеводнів	150
5.4. Модель (2D) нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіонального профілю Гупалівка-Гути	156
5.5. Модель (2D) нафтогазогенерації та акумуляції вуглеводнів вздовж регіонального профілю Сагайдак-Лебедин	163
5.6. Просторова (3D) модель нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз	170
5.7. Прогнозна нафтогазоносність неопошуканих структур південної прибортової зони ДДз	180
ВИСНОВКИ.....	187
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	191

Перелік умовних позначень

АВПТ – аномально високий пластовий тиск

ВВ – вуглеводні

ВВС – вуглеводневі сполуки

ГДС – геофізичні дослідження свердловин

ГЗГ – головна зона газоутворення

ГЗН – головна зона нафтоутворення

ГРП – гідророзрив пласта

ГРР – геологорозвідувальні роботи

ДДз – Дніпровсько-Донецька западина

МФГ – мікрофауністичний горизонт

НГР – нафтогазоносний регіон

ОР – органічна речовина

РОР – розсіяна органічна речовина

РСТ – регресивна система трактів

$C_{\text{орг}}$, $K_{\text{орг}}$ – вміст органічної речовини в гірській породі, відповідно ваговий і об'ємний, відсотки

ТВП – система трактів високого положення рівня моря

ТСТ – трансгресивна система трактів

ФГМ – фізико-геологічна модель

ОІ – кисневий індекс (oxygen index), відношення к-ті CO_2 до к-ті органічного вуглецю (отримані при піролізі гірської породи), $\text{mgCO}_2 / \text{gTOC}$

ТОС – вміст органічного вуглецю (total organic carbon) в гірській породі

у.п. – умовне паливо

НІ – водневий індекс (hydrogen index), відношення к-ті латентної мікронафти (отриманої при піролізі гірської породи) до к-ті орг. вуглецю, mgVBC/gTOC (або $\text{mgHC}^{-1}\text{TOC}$)

R_o – відбивна здатність вітриніту в повітрі, %

ВСТУП

Актуальність теми. Актуальність теми дисертації обумовлена насамперед необхідністю нарощування ресурсів вуглеводневої сировини України задля забезпечення її економічної та політичної безпеки. Головним нафтогазоносним регіоном (НГР) України є Східний, який структурно відповідає Дніпровсько-Донецькій западині (ДДз). Прогнозні ресурси вуглеводнів (ВВ) Східного НГР оцінюються в 2,4 млрд т умовного палива (у.п.) для традиційних і за різними оцінками від 8,6 до 28 млрд т. у.п. – для нетрадиційних джерел ВВ; фонд виявлених і підготовлених до пошукового буріння об'єктів налічує 139 об'єктів зі значною часткою (42 %) перспективних ресурсів в діапазоні глибин 5–7 км. Це вимагає нарощування об'ємів глибокого та надглибокого буріння, що пов'язане зі значними економічними ризиками. Тому розробка критеріїв прогнозу, рейтингових оцінок перспективних об'єктів набуває особливо важливого значення. Об'єктивність таких оцінок забезпечується насамперед використанням сучасних методів аналізу та обробки комплексу геолого-геофізичної інформації, що й обумовлює актуальність дисертаційних досліджень.

Дисертаційна робота присвячена просторовому моделюванню геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз і сингенетичної еволюції нафтогазової системи з метою локального прогнозу нафтогазоносності. Під час створення моделі вивчені всі елементи нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз, розглянуті хронологія тектонічного розвитку, седиментаційні особливості та сингенетичні процеси генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів. Нафтогазоматеринським формаціям приділена особлива увага, їх детальне вивчення обґрунтоване необхідністю моделювання генерації вуглеводнів та в зв'язку з їх безпосередньою потенційною нафтогазоносністю як колекторів нетрадиційного типу. Запропонована концептуальна 3D модель геодинамічного ро-

звітку південної прибортової зони ДДз із сингенетичною еволюцією нафтогазової системи. З позиції моделювання нафтогазових систем седиментаційних басейнів можна ефективно вирішувати цілий ряд різних геологічних завдань, що свідчить про наукову та практичну цінність пропонованої роботи. Результатом моделювання є прогноз промислової нафтогазоносності виявлених об'єктів шляхом відтворення локального нафтогазонакопичення та збереження покладів протягом історії геологічного розвитку регіону. Перевагами використання методу є високоточне прогнозування промислової нафтогазоносності та фазового стану вуглеводнів у покладах не залежно від глибини залягання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана автором під час навчання в аспірантурі на кафедрі геології родовищ корисних копалин ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка та роботи у Національній акціонерній компанії "Нафтогаз України". Основою для неї стали результати досліджень, виконаних за участю автора: "Використання водневих ресурсів в контексті розвитку нафтогазової промисловості України (прогнозування імовірних сценаріїв розвитку нафтогазовидобувної промисловості в межах Харківської та Донецької областей до 2040 року" на замовлення Компанії "Шелл Експлорейшн енд Продакшн Юкрейн Інвестментс (ІV) Б.В." (ТОВ "Петроплай Рісерч і Консалтинг"); наукового гранту UA /022014/ ІНЕ 01 від Британської Ради в Україні (British Council Ukraine) "Встановлення та зміцнення партнерських стосунків та співпраці між Київським національним університетом імені Тараса Шевченка та Університетом м. Аберистуїт (Уельс, Великобританія) у галузі вдосконалення моделювання технології гідророзриву в гірських породах (2014 р.); держбюджетної теми № 16БП049-02 "Наукові засади передумов нафтогазоносності сланцевих товщ і складнопобудованих порід-колекторів України" (КНУ імені Тараса Шевченка, 2016 р., № державної реєстрації 0116U004829.

Метою дисертаційної роботи є наукове обґрунтування доцільності освоєння вуглеводневого потенціалу південної прибортової зони ДДз на основі дослідження взаємозалежності елементів нафтогазової системи протягом розвитку регіону. З метою досягнення зазначеної мети вирішувалися наступні задачі:

– аналіз умов, сприятливих для надходження та збереження органічної речовини (ОР) в осадових гірських породах, визначення подій в геологічній історії регіону, що сприяли утворенню регіональних доманікоїдних формацій та позначились в історії розвитку ДДз.

– аналіз властивостей керогеновмісних порід, удосконалення методу їх ідентифікації за геолого-геофізичними даними, визначення поширення керогеновмісних формацій в палеозойських відкладах південної прибортової частини ДДз;

– аналіз особливостей нафтогазонакопичення в межах південної прибортової частини ДДз, просторового та стратиграфічного розподілу промислових покладів вуглеводнів і нафтогазопроявів;

– визначення тренду зміни потужності теплового потоку Землі в межах ділянки досліджень, трендів термальної зрілості керогеновмісних товщ, трендів ущільнення порід-колекторів і флюїдоупорів;

– створення просторової моделі геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз, моделі сингенетичного розвитку нафтогазової системи;

– дослідження джерел генерації вуглеводнів, типів і шляхів міграції ВВ, механізмів акумуляції покладів вуглеводнів в межах території досліджень;

– визначення достовірності прогнозу нафтогазоносності за допомогою моделювання, оцінка промислової нафтогазоносності неопошуканих об'єктів південної прибортової зони ДДз;

– розробка критеріїв промислової нафтогазоносності керогеновмісних формацій в якості порід-колекторів нетрадиційного типу.

Об'єкт досліджень – палеозойські відклади південної прибортової зони ДДз.

Предмет досліджень – еволюція нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз.

Методи дослідження. Використовувалися загальнонаукові та спеціальні методи дослідження, зокрема, статистичний аналіз, визначення математичних взаємозалежностей між властивостями та компонентним складом керогеновмісних порід, математичне моделювання; дослідження шліфів та аншліфів керогеновмісних порід та вугілля за допомогою металографічного та поляризаційного (Micros Austria MC-300) оптичних мікроскопів; аналіз і переінтерпретація даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС); 1D моделювання ущільнення порідколекторів; структурні геологічні побудови у програмному забезпеченні Petrel 2014; 2D і 3D моделювання процесів генерації, міграції та акумуляції вуглеводнів в регіональному масштабі у програмному забезпеченні PetroMod 2012.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше створені 2D та 3D моделі геодинамічного розвитку південної прибортової зони ДДз з синергетичною еволюцією нафтогазової системи [36].

2. Вперше для південної прибортової зони ДДз за допомогою 1D/2D/3D моделювання описані типи та шляхи міграції ВВ, процеси нафтогазогенерації, механізми нафтогазонакопичення покладів ВВ, встановлено їх зв'язок з нафтогазоматеринськими товщами [36, 38, 41, 111].

3. Вперше системно досліджено та описано горизонти з підвищеним вмістом розсіяної органічної речовини (POR), ідентифіковано та охарактеризовано типи керогену, потенціал нафто- та газогенерації, виділені ключові нафтогазоматеринські товщі палеозойських відкладів південної прибортової зони ДДз [37, 41, 42, 110].

4. Удосконалено метод ідентифікації керогеновмісних товщ в розрізах свердловин за даними ГДС на основі розробленої петрофізичної багатокомпонентної моделі гірської породи з підвищеним вмістом органічної речовини [19, 34, 43].

Практичне значення одержаних результатів. Створена 3D модель нафтогазової системи ділянки досліджень дозволяє підвищити достовірність прогнозування нафтогазоносності до 85-66%, а фазового стану вуглеводнів у прогнозних покладах – до 88 % [36]. На основі цієї моделі надано рекомендації щодо постановки пошукового буріння. Запропонований підхід створює додаткові критерії для оцінки геолого-економічних ризиків з метою оцінки та ранжування перспективних об'єктів для наступного планування геологорозвідувальних робіт (ГРР). Надано рекомендації щодо напрямків тематичних та пошуково-розвідувальних робіт в межах південної прибортової зони ДДз [36]. Алгоритм ідентифікації керогеновмісних порід у розрізі свердловин за даними ГДС запропонований для застосування на підприємствах нафтогазової промисловості. Конкретизовано перелік потенційно нафтогазоносних керогеновмісних товщ в розрізі палеозою південної прибортової зони ДДз в контексті нетрадиційних колекторів [37, 41, 42, 110]. Результати роботи можна використовувати у виробничій діяльності нафтогазовидобувних підприємств України з метою отримання спеціальних дозволів на користування надрами, проектування геологорозвідувальних робіт в їх межах та нарощування обсягів видобутку та ресурсної бази вуглеводнів [39].

Особистий внесок здобувача. Усі основні результати, висновки та наукова новизна, викладені в дисертаційній роботі, отримані здобувачем самостійно. В опублікованих у співавторстві роботах дисертанту належать: визначення та ідентифікація керогеновмісних формацій – потенційних порід-колекторів нетрадиційного типу [13]; петрофізичне моделювання, підбір оптимальних коефіцієнтів, апробація розробленої методики [34, 43]; оцінка зміни властивостей керогеновмісних товщ при зміні їх термальної зрілості [34]; прогнозні обсяги буріння за песимістичним, базовим і оптимістичним сценаріями на території Харківської і Донецької області на період 2016–2040 рр.) [23, 44]; моделювання гідророзриву пласта (ГРП) у вугільних пластах та прогноз обсягів буріння [35]; моделювання

ГРП у традиційних та нетрадиційних колекторах [74]; створення моделі довгострокового розвитку нафтогазової промисловості зі сценарієм масштабного освоєння газу нетрадиційних джерел [44, 147]; аналіз результатів проведення ГРП та розробка рекомендацій для визначення параметрів об'єкта для проведення успішного ГРП [112]; визначення керогеновмісних товщ та охарактеризування рухівських шарів в ДДз [113]; визначення та охарактеризування ключових керогеновмісних товщ в якості потенційних колекторів вуглеводнів [112]; охарактеризування керогеновмісних товщ в ДДз за допомогою інтерпретації даних ГДС [19]; вивчення шліфів та аншліфів, систематизація отриманих даних [41]; створення 3Д моделі південної прибортової зони ДДЗ та моделювання процесів міграції та акумуляції вуглеводнів в межах південної прибортової зони ДДз [38]; моделювання процесу ГРП в традиційних і нетрадиційних типах колектору з різними параметрами в'язкості зшитого гелю [40]; співавтор алгоритму програмної обробки даних [43].

Апробація результатів дисертації. Результати роботи доповідалися на міжнародних наукових і науково-технічних конференціях, симпозіумах, науково-практичних семінарах: Міжнародній науково-практичній конференції "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, Трускавець, 5-8 жовтня 2015 р.); науково-практичній конференції "Питання пошуків, розвідки та екологічних аспектів видобування вуглеводнів з ущільнених колекторів, газосланцевих товщ та вуглевміщуючих пластів" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 3-4 червня 2015 р.); воркшопі "Russia-Ukraine-EU energy partnership towards Energy Security" (London, UK, 11.09.2014); науково-практичному семінарі "Використання водних ресурсів в перспективі розвитку нафтогазової промисловості в Харківській і Донецькій областях" (Київ, Radisson Blu, 27 травня 2015 р.); Міжнародній науковій конференції "Recent Advances in Numerical Simulation of Hydraulic Fracture" (Rzeszow, Poland, 2014); Міжнародній науковій конференції "Advanced Problems in Mechanics (РФ, Санкт-Петербург, 2014); VI

Всеукраїнській молодіжній науковій конференції-школі "Сучасні проблеми геологічних наук" (Київ, КНУ імені Тараса Шевченка, 14–16 квітня, 2016); XV Міжнародній науковій конференції "Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти" (Київ, 10–13 травня 2016 р.); Міжнародній науковій конференції "Нетрадиційні джерела вуглеводнів в Україні: пошуки, розвідка, перспективи" (Київ, 27–29 листопада 2013 р.); Міжнародній науково-практичній конференції "Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування" (Україна, Трускавець, 4–7 жовтня 2016 р.), науково-практичній конференції "Сучасні проблеми нафтогазової геології" (Київ, ІГН НАН України, 17 червня 2016 р.).

Публікації. За темою дисертації опубліковано 23 наукові роботи, серед них 11 статей у фахових наукових журналах, у тому числі 2 опубліковані у виданнях що входять до наукометричних баз, та 11 тез в матеріалах конференцій.

Структура та обсяг дисертації. Дисертація складається зі вступу, 5 розділів, висновків, списку використаних джерел (170 найменувань), включає 66 рисунків, 12 таблиць, загальний обсяг роботи складає 169 сторінок.

Дисертація виконана під науковим керівництвом доктора геологічних наук, професора Михайлова В.А., якому здобувач вдячний за надану допомогу, консультації та приділену увагу. Автор висловлює щире подяку кандидату геолого-мінералогічних наук Івановій А.В. і Зайцевій Л.Б. (ІГН НАН України) за допомогу у виконанні третього розділу роботи. Автор висловлює подяку усім співробітникам ННІ "Інститут геології" КНУ ім. Т.Г.Шевченка, НАК "Нафтогаз України" та ДП "Науканафтогаз" за допомогу, консультації та плідну співпрацю.

РОЗДІЛ 1. ОГЛЯД ПОПЕРЕДНІХ ДОСЛІДЖЕНЬ

В цьому розділі дуже коротко наведені автори та їх наукові роботи, що стали фундаментом для виконання даної дисертаційної роботи. Більш детальний опис використаних тверджень чи використаних даних з кожної згаданої наукової роботи наводиться в кожному окремому розділі.

Виконана робота базується на результатах основоположних наукових робіт щодо вивчення умов надходження та збереження органічної речовини (ОР) в гірських відкладах таких вчених як Федосєєв М.В., Скопінцев Б.А., Бордовський О.К., Леонова Л.Л., Вассоєвич Н.Б, Гольдшміт В.М., Батурін Г.Н., Віноградова А.П., Воротницька І.Е., Ковальський В.В., Demaison G.J., Moore G.T., McCabe P.J., Vail P. R., Haq B.U., Hardenbol J., P.R., Calvert S.E., Loutit R.M., Schwartzkopf T.A., Vail P., Sorkhabi R., Miller K.G., Martin R., Haq B.U., Shutter S.R.

Створенню седиментаційних моделей та вивченню циклів осадконакопичення з метою відстеження порід з підвищеними колекторськими властивостями в межах Дніпровсько-Донецького басейну було присвячено велику кількість наукових звітів, дисертацій та публікацій вітчизняних науковців, зокрема Вакарчук С.Г., Лукін О.Є., Мачуліна С.А., Макогон В.В., Полетаєв В.І., Єйнзале Г., Егурнова М.Г. Редколіс В.А. та багато інших. Протев цих роботах не було приділено достатньої уваги трансгресивним товщам, що перекривають продуктивні горизонти, адже вони не розглядалися як нафтогазоматеринські товщі чи як потенційно нафтогазоносні.

Секвентна стратиграфія – це геологічна дисципліна, що займається виділенням і простежуванням секвенцій в просторі та часі, вивченням закономірностей їх складу, будови та історії накопичення, а також хроностратиграфічною кореляцією на цій основі. Її основоположним принципом є нерозривний зв'язок процесу осадконакопичення з коливаннями відносного положення рівня моря. Секвенції – це регіональні стратиграфічні одиниці, які охоплюють весь басейн

седиментації, або його частину. У вітчизняній науці прийнято використовувати терміни «осадовий комплекс», «формація», «горизонт», залежно від масштабу циклу осадконакопичення [16].

Для виконання поставлених завдань були прийняті й використані принципи, що освітлені в публікаціях, присвячених секвентній стратиграфії таких авторів як Єйнзале Г., Габдулін Р.Р., Catuneanu O.M., Martin-Neto M.A., Van Wagoner J.C., та циклам формування чорносланцевих нафтогазоматеринських формацій та нафтогазоносних “сланцевих” формацій; Katz B.J., Littke R., Slatt M.R., Norelis D.R., Passey Q.R., Calvert S.E., Kirschbaum M.A., Schenk C.J. Cook T.A., Ryder T.A., Carlos R., Kathy R. Аналіз седиментаційних особливостей відомих нафтогазоматеринських порід та нафтогазоносних сланцевих формацій з позицій секвентної стратиграфії дозволив зробити певні корисні спостереження та висновки. Отримані результати потрібні для застосування методу аналогій в контексті порівняння керогеновмісних формацій південної прибортової зони ДДз та інших седиментаційних басейнів з підтвердженою нафтогазовою системою (petroleum system). Переінтерпретація геолого-геофізичних даних з позицій секвентної стратиграфії надала можливість переглянути історію осадконакопичення трансгресивних товщ південної прибортової зони ДДз.

В процесі роботи над 2-м Розділом було проаналізовано велику кількість наукових робіт, присвячених седиментаційним, стратиграфічним, літолого-фаціальним та геохімічним особливостям нафтогазоматеринських формацій та домінікоїдних товщ підтвердженою промисловою нафтогазоносністю. Були використані результати робіт та висновки досліджень таких вчених та наукових колективів, як Slatt R.M. і Norelis D.R., Неручев С.Г., Van Wagoner J.C., Gamero-Diaz H., McClan T., Murphy M., Daniels J., Cole D., Sheets J., Welch S., Bruner K.R. і Smosna R., Bowker K і Grace T., Lash G.G і Engelder T., Gottschling J., Puckette J. і Al-Shaieb Z., Romero A.M і Philp R.P, Buckner N., Slatt R.M., Coffey B. і Davis R.J., Goddard D.A., Mancini E.A., Hamlin H.S., Ewing T.E., Fairbanks M.D., Ratcliffe

K. T., Ruppel C., Ratcliffe S., Wright A.M., Schmidt K., Tongwei Zh., Ruppel C.S., Milliken K., Rongsheng Y., Walls J.D., Diaz E., Derzhi N., Grader A., Dvorkin J., Fairbanks M.D. і Ruppel S.C.

Для удосконалення методики ідентифікації порід із підвищеним вмістом ОР (див. Розділи 2 і 3) в розрізі свердловин за даними ГДС було проаналізовано попередньо розроблені методики ідентифікації та охарактеризування порід з підвищеним вмістом органічної речовини таких дослідників та дослідницьких колективів, як Mendelson J.D. і Toksoz M.N., Meyer B.L. і Nederlof M.H., Leventhal J.S., Goldhaber M.B., Carpentier B., Bessereau G., Huc A.Y., Gary G. Lash, Engelder T., Banerjee A., Sinha A.K., Jain A.K., Thomas N.J., Misra K.N., Chandra K., Fertl H.W. і Chillingar V., Mann G.P., Fyfe W.S., McKelvey V.E. і Nelson J.M., Meisner F.F., Schmoker J.W., George V., Swenson V.E., Meyer B.L., Passey Q.R., Dahlberg K.E., Sullivan K.B., Yin H., Brackett R.A., Xiao Y.H., Guzman-Garcia A.G., Ciechanowska M., Kusmierек J., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A, Murphy M., Jeff D., Cole D., Sheets J., Welch S.

Попередньо розроблені методики перелічених авторів мають певні недоліки, які описані в 2-му Розділі. Для створення нової, досконалішої методики, адаптованої під реально існуючий та затверджений в Україні типовий комплекс методів промислової геофізики, були використані результати власних досліджень. Були враховані результати досліджень петрофізичних і геофізичних властивостей гірських порід, у тому числі з підвищеним вмістом керогену, опубліковані в роботах Баженової О.К., Бурліної Ю.К., Соколової Б.А., Вассоевича Н.Б., Неручева С.Г., Амосова І.І., Левенталя Дж.С., Хаїна В.Е., Тіссо Б. і Вельте Д., Katz B.J., Pettijohn F.J., Vernik L., Liu X., Campbell F.A., Oliver T.A., Archie G.E., Harris P.M.

Загалом робота побудована на засадах органічного осадово-міграційного походження видобувних вуглеводнів (Розділ 1). Для моделювання нафтогазової

системи південної прибортової зони ДДз були враховані результати вивчення генерації вуглеводнів з керогену таких вчених та дослідницьких груп, як Вассоєвич М.Б., Корчагіна Ю.І., Лопатін Н.В., Чернишев В.В., Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Van Krevelen D.W., Welte D.H., Tissot V.P., Le Tran K., Schoell, M., Pelet, R., Ungerer, P. H., Sweeney J. J. і Burnham A. K., Hasenmueller N.R., Comer J.B., Crockett J., Morse D.

В контексті вивчення формацій з підвищеним вмістом органічної речовини південної прибортової зони ДДз (розділ 3) були розглянуті та взяті до уваги результати попередніх робіт з вивчення вугілля, вуглистих формацій та керогеновмісних порід в ДДз, виконаних такими дослідниками, як Арсірій Ю.А., Хоменко В.А., Лукін О.Ю., Кабишев Б.П., Радзивілл А.Я., Шульга В.Ф., Іванова А.В., Привалов В., Вакарчук С.Г., Колтун Ю.В., Михайлов В.А., Вакарчук С.Г., Довжок Т.Е., Філюшкін К.К., Голуб П.С., Маценко Г., Білецький В., Шендрік Т., Мачуліна С.О., Sachsenhofer R.F., MitchD., Ulmishek G.F., Vogino V.A., Keller M.B., Poznyakevich Z.L., Bechtel A.

Автором вперше систематизовано всі попередні відомості щодо формацій з підвищеним вмістом органічної компоненти в межах південної прибортової зони ДДз та додано власні результати досліджень численних зразків та розрізів свердловин палеозойських відкладів ділянки досліджень. Для ідентифікації мацералів, типів вугілля та типів органічної речовини у зразках порід палеозою південної прибортової зони ДДз були використані класифікації петрографії вугілля та вуглистої речовини [27, 67, 95, 108].

Для всебічного вивчення нафтогазової системи південної прибортової зони ДДз (Розділ 4) було взято за основу результати багаторічного вивчення нафтогазоносності, літології, особливостей геологічної будови та умов розвитку ДДз, викладених у роботах Арсірія Ю.О., Холодных А.Б., Лукіна О.Ю., Кабышева Б.П., Евдощука М.І., Пригаріної Т.М., Бенька В.М., Суярка В.Г., Яценка О.О., Радзивілла А.Я., Шульги В. Ф., Іванової А.В., Огаря В.В., Федоришина Д.Д., Гарднера

В.І., Прокопів В.Й., Бабко І.М., Вертюха А.М., Редколіса В.А., Вергуненка О.П., Михайлова В.А., Локтева В.С., Коржнева П.М., Науменка А.Д., Олейника О.П., Майстренка Ю., Стовби С., Толкунова А., Гошовського С.Б., Рослого І.М., Красножона М.Д., Дудникова М.С., Крупського Б.Л., Вакарчука С.Г., Кабишева Б.П., Гончарова Н.К., Гончарова В.І., Мачуліної С.А., Макагона В.В., Полетаєва В.И., Вакарчука Г.И., Винниченко Л.Т., Єгурнової М.Г.

Систематизація геологічних даних, викладених в якості результатів робіт перелічених вище авторів, і створення єдиної просторої динамічної моделі південної прибортової зони ДДз, дозволили відтворити тектоніко-седиментаційну еволюцію ділянки досліджень та супутню геохронологію розвитку нафтогазової системи вивченої території. Просторова динамічна модель геологічного розвитку ділянки досліджень та геохронології розвитку нафтогазової системи створена за допомогою програмних комплексів Petrel 2014 та PetroMod 2012 (компанії Schlumberger).

Вперше застосований при вивченні ДДз та запропонований для широкого застосування підхід – моделювання вуглеводневої системи із широким залученням сучасних комп'ютерних технологій, підтвердив високу інформативність та високу точність прогнозів. Апробований комплекс досліджень прогнозує нафтогазоносність виявлених об'єктів з позиції геохронології утворення всіх необхідних елементів нафтогазової системи та відтворення послідовного ряду таких подій, як утворення пастки, генерації та акумуляції вуглеводнів із наступним збереженням покладу до наших днів.

РОЗДІЛ 2. УМОВИ УТВОРЕННЯ ОСАДОВИХ ГІРСЬКИХ ПОРІД З ПІДВИЩЕНИМ ВМІСТОМ ОРГАНІЧНОЇ РЕЧОВИНИ ТА УМОВИ ГЕНЕРАЦІЇ ВУГЛЕВОДНІВ

2.1. Надходження та збереження органічної речовини в донних відкладах седиментаційних басейнів

Для виконання наукової роботи були використані фундаментальні дослідження багатьох авторів щодо утворення гірських порід з підвищеним вмістом ОР [69, 87, 120, 124, 143, 151]. В цьому розділі викладені основні положення, якими керувався автор під час виконання роботи.

З точки зору літологічної приналежності, до порід з високим вмістом ОР можна віднести чорні глинисті сланці, чорні мергелі, чорні вапняки, тощо. Компонентний склад може варіювати в широкому діапазоні. Чорний колір пояснюється підвищеним вмістом органічних сполук (за участю таких хімічних елементів як карбон, гідроген, кисень, сульфур, фосфор, тощо) та подальшим їх термогенним дозріванням. Априорною умовою утворення порід з високою концентрацією ОР є морські чи озерні умови седиментації з наявністю біоти безпосередньо в басейні чи на суходолі, рештки яких слугують будівельним матеріалом для керогену, невід'ємним компонентом нафтогазогенеруючих фацій.

Фактори, що впливають на концентрацію ОР та її джерела. Збереження ОР є функцією багатьох факторів, найбільш важливими з яких є географія басейну, клімат, співвідношення газів в атмосфері, продуктивність наземної рослинності, продуктивність гідробентосу, наявність аноксидних умов в придонних шарах води, флуктуації рівня води та циркуляції водних мас в басейні, темп седиментації, дисперсність уламкового матеріалу, швидкість просідання басейну, глибина води, тощо.

Під терміном *продуктивність організмів* (наземних чи морських) розуміється обсяг утвореної ОР, яка частково зберігається в локальних донних осадах, чи виноситься під впливом ряду чинників до прилеглих седиментаційних зон.

Наземні джерела ОР. Головним джерелом біогенних елементів у внутрішніх басейнах та океанах є теригенний стік. Масштаби діяльності фітопланктону в басейні, як частини ланцюга біологічної системи, строго обмежені. Маса фітопланктону, що населяє басейн, не може вживати більше, чи значно менше солей та поживних речовин, ніж їх надходить з річним стоком з суходолу. Швидкість надходження ОР в морський басейн контролюється, головним чином, біологічною активністю флори та фауни в наземній частині екосистеми.

Наземна продуктивність ОР була незначною в додевонський час і тому її мало в морських відкладах відповідного віку. ОР наземного походження, як і морського, в силу своєї низької щільності та дрібнодисперсності часток, як правило, зосереджена в глинистих фаціях. Найінтенсивніше накопичення та збереження ОР спостерігається з одночасним надходженням тонкозернистого матеріалу за умови безпосередньої близькості дельти з рясною рослинністю. Болота та заболочені ділянки є особливо важливими джерелами наземної ОР. Надходження ОР зменшується по експоненті зі збільшенням відстані від берегової лінії та збільшенням глибини води. Тим не менш, дельти, що знаходяться недалеко від континентального схилу (на краю шельфового схилу), можуть виносити велику кількість наземної рослинної ОР в район верхньої частині континентального схилу і по підводним каньйонам у найглибшу частину басейну. За умови специфічної циркуляції водних мас ОР наземного походження може розповсюджуватись на більш далекі відстані.

Наземна продуктивність рослинного світу є пріоритетним фактором для формування вугілля, вуглистих відкладів, що утворюються в прибережних/дельтових зонах чи здатних до генерації газу материнських породах.

МакКейб (1984 р.) стверджував, що процес сучасного торфонакопичення є складною функцією клімату, який контролює баланс між темпами виробництва ОР та її розкладу. Теплий, вологий клімат сприяє утворенню ОР, а прохолодний клімат діє на користь збереження ОР. Характер екосистеми впливає на тип рослинності, яка має сильний вплив на тип органічної речовини, що зберігається, а отже й здатність до генерації рідких чи газоподібних вуглеводневих сполук (ВВС) [124].

ОР морського походження. Здатний до генерації нафти кероген (І тип) утворюється, головним чином, за рахунок морського фітопланктону. Надходження решток фітопланктону в морські дрібнодисперсні відклади є функцією біологічної продуктивності в освітленій частині водяного стовпа басейну, глибини води та надходження мікроелементів, необхідних для існування планктону та його розмножування [87, 143]. Зони високої продуктивності ОР морського походження зазвичай розташовані в безпосередній близькості до берегової лінії, у зв'язку із залежністю від надходження ОР з суходолу. Підтримка стабільної біологічної продуктивності водойми навіть за мінімального збереження ОР у донних відкладах неможлива без постійного надходження біологічних елементів. Від темпу надходження ОР наземного походження залежить біологічна активність гідробентосу. Стабільність надходження лігніну до басейну відображається практично синхронними та однозначними змінами сумарних концентрацій ОР наземного та морського походження (співвідношення керогену першого і третього типу). Все вище наведене справедливо для літоральних відкладів, наближених до берегової лінії, чи більш віддалених, куди ОР наземного походження виноситься водним потоком із річкових дельт. Щодо пелагічних відкладів, – роль надходження ОР з суходолу не відображається на концентраціях ОР, що зберігаються у донних відкладах. Більш важливими факторами тут є циркуляція водних мас, збагачених киснем та мінеральними і поживними речовинами, необхідними

планктону. Отже, первинне джерело мінеральних речовин в басейні – це надходження останніх з суходолу; а вторинне – надходження мінеральних речовин з більш віддалених та заглиблених ділянок басейну за умови циркуляції водних мас.

Коровніковим І.В. та ін. [46] висловлена думка, що в вегетаційний період у верхніх шарах басейну утворюється на порядок більше ОР, ніж надходить з суходолу. Зауважимо, що прогнозувати палеопродуктивність в геологічному минулому важко. Палеокліматичні моделі можуть дозволити прогнозування переважаючого напрямку руху вітрів, отже, й висхідних областей апвелінгу в геологічному минулому. Точність передбачень зон апвелінгу дуже мінлива.

Вплив глибини палеобасейну. Потоки ОР з зон наземної продуктивності до донних зон акумуляції сильно залежать від глибини води. Деградація та переробка ОР гідробіонтами в товщі води (будь то киснева, або безкиснева обстановка) різко знижує потік ОР на малих глибинах. На глибині 1000 м надходження ОР становить 10% від надходження ОР на глибині 100 м [144]. Згідно багатьох публікацій, рештки мертвого зоо- і фітопланктону розчиняються в морській воді на протязі першого десятка днів. В анаеробних умовах в морській воді за температури 22–25°C на протязі 10 днів діаметр мертвого планктону зменшується вдвічі, що відповідає 90 % зменшенню першочергової маси. Беручи до уваги особливості розкладання мертвого планктону та глибинну діапазону впливу хвиль на донні відклади, можна зробити висновок, що відкладення слабомінералізованої ОР можливе на глибинах 30–1000 м. З інших джерел відомо, що оптимальні глибини для збереження ОР у донних відкладах знаходяться в межах 200 м від поверхні. Можна стверджувати, що за однакової продуктивності планктону різних глибин досягає різна кількість ОР. В мілководних ділянках з меншою біопродуктивністю дна досягає більша кількість ОР, ніж в глибоководних ділянках з

перевищуючою продуктивністю. Згідно досліджень, проведених у сучасному Індійському океані, вміст органічного вуглецю (ТОС) в приповерхневих 50 метрах становить 0,5–2,0 мг/л, а в нижчих товщах води – 0,2–0,3 мг/л.

Збереження органічної речовини в донних відкладах. За низької концентрації (менше 0,5 млО₂/1лН₂О) кисню в басейні біотурбація не спостерігається, що сприяє відкладенню та збереженню ОР.

Згідно розрахунків Бордовського О.К. (1974) у відкладах сучасного Тихого (центральна частина) та Індійського (північна частина) океанів зберігається тільки 0,02–0,05% первинної продукції гідробіонтів. Надходження та продуктивність ОР у сучасному світовому океані (за Скопінцевим, 1971р.):

- світова продукція ОР фітопланктону (в грамах органічного вуглецю на рік) – $3,84 \cdot 10^{16}$;

- надходження ОР рослинного походження – $1,8 \cdot 10^{14}$.

Витрата ОР в сучасному світовому океані:

- використання засвоюваності ОР планктонного походження – $3,53 \cdot 10^{16}$ (92% річної продукції ОР планктону);

- відкладення на дно мертвих організмів – $19,2 \cdot 10^{14}$ (6% річної продукції фітопланктону);

- окиснення та сорбція в суспензіях ОР планктонного походження – $11,52 \cdot 10^{14}$ (3% річної продукції ОР планктону);

- окиснення та сорбція в суспензіях теригенного походження – $1,8 \cdot 10^{14}$.

Сума річного надходження ОР в світовий океан – $3,86 \cdot 10^{16}$ г(С)/р., а сума витрати – $3,85 \cdot 10^{16}$ г(С)/р. Відносно невелика різниця цих значень пояснює рівновагу, що підтримується в світовому океані за одночасного збереження ОР в донних відкладах та кругообігу ОР. Морська ОР, утворена із залишків фітопланктону, є основою для формування керогену, який у свою чергу здатний генерувати середньо- та низькомолекулярні ВВС. Збереження вищезгаданої ОР в донних відкладах значно посилюється за умови безкисневого режиму в придонній

частині басейну (Demaison G. J., Moore G. T., 1980), коли потреба в кисні для розкладання ОР (кисень необхідний для життєдіяльності гідробіонтів, що переробляються ОР) перевищує його надходження[127]. Аноксидні умови виникають у результаті обмеженої вертикальної циркуляції водних мас, чи дуже високої біологічної активності гідробіонтів в верхніх шарах водойми, насиченої киснем.

Фізико-географічні умови обмежують циркуляцію водяного стовпа, а отже, й постачання кисню в придонні води. Це є сприятливим елементом для прогнозування зон безкисневого середовища. Приклади включають в себе класичні "пастки" з безкисневими умовами, або внутрішні басейни – географічно обмежені океанічні басейни, такі як Мексиканська затока чи Північно-Льодовитий океан в крейдовому періоді, та географічно закриті морські шляхи, такі як Західний Морський Шлях (що мав місце в крейдовий час на території Північної Америки), юрське Північне море та Чорне море в голоцені.

Стратифікація водної товщі підвищує ймовірність наявності безкисневих умову придонних шарів води. Позитивний (для безкисневих умов) водний баланс має місце в зонах, де присутнє рясне надходження води в басейн, і кількість опадів перевищує випаровування (вологий клімат). Менш щільна прісна вода, що надійшла з суходолу, формує покришку над щільнішою солоною морською водою, одночасно з обмеженою циркуляцією водних мас, – викликає аноксидні умови. Несприятливий водний баланс означає, що випаровування перевищує надходження прісної води в басейн та кількість атмосферних опадів. Щільна солона вода опускається на дно, перемішуючись з шарами води, менш насиченими киснем. Проте, нижче занурені шари води також можуть стати безкисневими, якщо кисень використовується для деградації ОР, за умови дуже великої продуктивності морської біоти. Ця модель часто використовується для пояснення аноксії в юрському внутрішньому басейні на Близькому Сході (Droste, 1990). Безкисневі умови можуть мати місце тільки нижче поверхні змішування, фактично ни-

жче рівня штормової активності хвиль (під час найсильніших штормів доволі великий об'єм води рясно збагачується киснем). Глибина, на якій знаходиться поверхня стратифікації вищезгаданих водних мас, залежить від характеру вітрових потоків, рельєфу дна, інтенсивності циркуляції водяних мас, енергії руху водяних мас басейну, та зазвичай знаходиться на глибині 50–200 м.

Дуже впливовим фактором є дисперсність уламкового матеріалу, який надходить і відкладається в басейні одночасно з ОР. За умови рівності всіх інших факторів, концентрація ОР у відкладах зменшується обернено пропорційно збільшенню дисперсності уламкового матеріалу. Фаціальному ряду "глина → алевроит → пісок" відповідає умовний ряд цифр 4:2:1, що відповідають інтенсивності збереження ОР (Котлюков В.А., 1974 р.).

Глобальні аноксидні події протягом кам'яновугільного та девонського періодів. На рис. 2.1 схематично зображено порівняння результатів робіт різних дослідницьких груп щодо глобальних евстатичних коливань протягом фанерозою. На рисунку виділено максимуми глобальних трансгресій, що супроводжувались аноксидними умовами в седиментаційних басейнах світу.

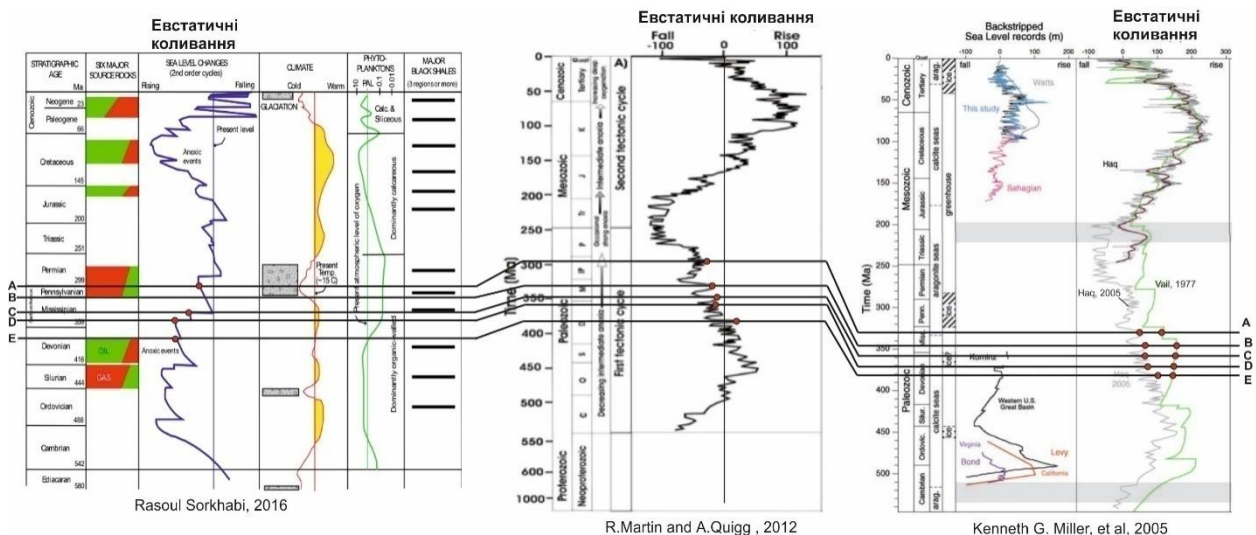


Рисунок 2.1– Узагальнені порівняння результатів досліджень щодо глобальних евстатичних коливань за різними дослідницькими групами (зкомпоновано за даними [57, 103, 104, 122, 130, 151]).

Ці максимуми відповідають утворенню найзначніших керогеновмісних формацій протягом кам'яновугільного та девонського періодів. Виділені на рисунку глобальні трансгресії сприяли утворенню аноксидних умов в межах Дніпровсько-Донецького палеобасейну, що сприяло збереженню органічної речовини у відповідні проміжки геологічного часу.

Вплив інтенсивності седиментації. Було висловлено припущення, що скорочення розривів є вірогідним показником наявності порід з підвищеною концентрацією ОР. Співвідношення між збереженням ОР та швидкістю надходження уламкового матеріалу в басейн є важливим і складним питанням, тому що необхідно встановити баланс між збереженням ОР за рахунок швидкого захоронення та занадто сильним розбавленням ОР уламковим матеріалом під час швидкого просідання басейну [143].

За умови постійного надходження ОР її концентрація у відкладах буде обернено пропорційна швидкості накопичення мінеральних часток. Наприклад, у прибережних ділянках дельти р. Нігер спостерігається висока концентрація автотонного та алохтонного органічного матеріалу. За умови занадто високого темпу надходження дрібнодисперсного теригенного матеріалу концентрація відкладеної ОР невисока – 0,3–0,8 % $C_{орг}$. В сусідніх ділянках з менш інтенсивним темпом седиментації концентрація $C_{орг}$ в відкладах вище – 0,7–1,2 %.

Виділені максимуми глобальних трансгресій в пізньому девоні-ранньому карбоні, що спричинили аноксидні умови в ДДз: А – верхньосерпуховський, В – нижньосерпуховський, С – середньовізейський, D – нижньофаменський, Е – верхньофранський.

Циркуляція водних мас в басейні. Профіль насичення киснем водяного стовпа є ключовим факторому прогнозуванні безкисневих умов, а отже й формування нафтогазоматеринських порід у глибоководних депресійних відкладах. У сучасних морях і океанах мінімальна концентрація розчиненого кисню має місце

на глибинах 100–1000 м, власно тому, що активне окислення ОР відбувається на цих глибинах.

Тим не менш, у наш час рідко збігаються всі умови для виникнення безкисневого режиму водойми, які необхідні для формування підвищеної концентрації ОР. Вміст кисню постійно піднімається вище граничної концентрації, тому що в глибокі води океанів надходять холодні, багаті киснем полярні маси води. Одночасно з цими масами води переміщуються й тварини, середовищем проживання яких є полярні регіони. В Тихому океані на віддалених архіпелагах можна спостерігати пінгвінів, морських котиків чи арктичні види риб в широтах, яким відповідає тропічний клімат. Вміст кисню у придонних шарах води зменшується із збільшенням відстані від полюсів. Кисневому мінімуму відповідають в наш час райони, де є найбільш інтенсивна біологічна активність в приповерхневих водах. В зонах з найменшою концентрацією кисню безкисневі умови можуть виникнути на верхній частині континентального схилу та на зовнішній частині континентального шельфу. Зрозуміло, що моделі океанічної циркуляції сильно змінились з плином геологічного часу, тож відтворення профілів розподілення кисню в водному стовбурі є складною задачею. Наприклад, в періоди глобальної трансгресії великі території континентальних шельфів були охоплені безкисневим режимом. У вільній від льоду час, джерела насиченої киснем холодної води були в меншій кількості та не доходили до тих широт, як зараз.

Однією з задач палеогеографічних реконструкції є визначення зон з кисневими мінімумами. Прогнозування зон безкисневих умов, змін швидкості надходження теригенного/карбонатного матеріалу в басейн, змін в швидкості просідання басейну можуть бути отримані з результатів інтерпретації розрізу з позицій секвентної стратиграфії.

Зона особливо високої продуктивності розташована в районах прибережного апвелінгу, де паралельний берегу вітер сприяє утворенню циркуляцій вод-

них мас, які в свою чергу сприяють надходженню поживних речовин для фітопланктону. Сучасні зони апвелінгу зосереджені на західній околиці сучасних континентів (Фелет, 1987 р.).

2.2 Надходження урану в седиментаційні басейни та адсорбція урану живими організмами.

Уран надходить в седиментаційні басейни з наземним та підземним стоком річок. В процесі ерозії та доступу кисню наземні води вимивають 20–40 відсотків урану з теригенних відкладів на суходолі в зв'язку з тим, що його легко втрачають як осадові, так і магматичні породи. За оцінками фахівців до світового океану щороку надходить $18 \cdot 10^3$ т урану з суходолу [62]. Надходження урану з еоловим та вулканогенним матеріалом несуттєве. Щодо виносу урану гідротермами чи з глибинними газами, то концентрація урану в водоймах областей з підвищеною вулканічною активністю не характеризується як досить висока за деякими виключеннями. В хлоридних та сульфідних газах концентрація радіоактивних елементів низька і складає $0,03\text{--}0,07 \cdot 10^{-4}\%$, а у фторидних $0,23 \cdot 10^{-4}\%$ [62]. Локальне збагачення ураном до $11,7 \cdot 10^{-4}\%$ встановлено в рифтових зонах Тихого та Індійського океанів. Це пояснюється не тільки приуроченістю до тектонічних розломів, а й ізотопним складом. Середня концентрація урану в осадових породах $2,6 \cdot 10^{-4}\%$, середня концентрація урану в світовому океані $1\text{--}3 \cdot 10^{-7}\%$.

Високою популярністю користувалася теорія В.М. Гольдшмідта про накопичення гідрогенного урану в осадових породах. В водному середовищі при $\text{pH}=7\text{--}11$ утворюється уран-карбонатний комплекс $\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3^{4-}$. Згідно версії хемогенного накопичення урану, у відновлювальних умовах з дефіцитом кисню та при сірководневому зараженні басейну уран у складі уран-карбонатного комплексу відновлюється до UO_2 і випадає в осад. Отже, за вище викладених умов, в донних відкладах накопичується підвищена концентрація урану, органічної речовини та сірководню. Хемогенна версія підтверджується великою кількістю

прикладів, таких, як відклади Чорного та Балтійського морів, чи Норвезьких фіордів [45, 81, 82].

Також існує джерело надходження радіоактивних елементів в басейни через гідротерми та їх подальше розповсюдження і седиментація в донних відкладах. Використавши саме цю теорію, Мачуліна С.О. пояснює природу аномально високої радіоактивності доманікової товщі В-23 в ДДз [53]. В декількох місцях своєї роботи вона згадує про вплив високої концентрації ОР на вміст радіоактивних елементів. Мачуліна С.О. виокремлює цю особливість як основну характеристику для локальної та регіональної кореляції.

Сірководневе зараження немає прямого впливу на відкладення радіоактивних елементів, утому числі урану. Надмірна концентрація сірководню в водоймі створює несприятливі умови для існування абсолютної більшості живих організмів, у тому числі бактерій, отже сприяє збереженню ОР в донних осадах. Прикладів підвищеної концентрації радіоактивних елементів та одночасної наявності сірководню в басейні не так вже й багато.

Згідно з результатами вивчення цього питання рядом вчених було у цілому визначено залежність концентрації ОР в осадових породах і концентрації урану [62, 81, 82, 126].

Відомо, що наземна рослинність не адсорбує значні кількості урану, на відміну від морської [62, 126]. Концентрація урану в золі наземних рослин варіює в межах від 10^{-6} до $5 \cdot 10^{-15}\%$, що є нижчим показником, ніж радіоактивність приповерхневого ґрунту. Деякі приклади накопичення урану морськими організмами [62]:

- Ряска LemnaMinor – коефіцієнт накопичення на суху вагу 400 (за В.Н. Гуськовою);
- Bacillusmegaterium, Bacillusmesentericus з озера Іссик-Куль – $1,5 \cdot 10^{-4}$ до $9,8 \cdot 10^{-3}\%$ на суху ОР;

- тропічні донні бентосні водорості – $0,07 \cdot 10^{-4}$ до $1,64 \cdot 10^{-4}\%$;
- донні водорості з оз. Іссик-Куль – $1,55 \cdot 10^{-3}\%$; відношення $U/C_{\text{орг}} - 0,046 \cdot 10^{-3}$;
- діатомовий фітопланктон – $1 \cdot 10^{-4}\%$.

За отриманими даними були зроблені висновки щодо підвищення концентрації урану: його вміст збільшується в живих організмах в 200–300 разів – приблизно від $1,5 \cdot 10^{-3}$ до $3-3,5 \cdot 10^{-1}\%$, чому відповідає співвідношення $U/C_{\text{орг}}$ від $3 \cdot 10^{-5}$ до $6 \cdot 10^{-2}$. В планктоні океану концентрація урану варіює в межах від $0,01-0,08 \cdot 10^{-4}\%$ до $1,8-4,8 \cdot 10^{-4}\%$. Коефіцієнт накопичення урану одноклітинними водоростями (концентрація урану в воді була більше, ніж в океані в 300 разів) становив для *Chlorellaregularis* – 3900, *Chlamydomonada sreinhartii* – 3400, *Scenedesmusobliquus* – 1100. Експеримент Т. Сакагучі показав, що збільшення концентрації урану в воді на 2 порядки збільшило його концентрацію в організмі теж практично на 2 порядки. Про інтенсивність біологічного накопичення урану живими організмами у водному середовищі прийнято використовувати відношення концентрації урану в організмі до його концентрації в середовищі. Цей показник для різних видів планктону становить від 3–26 до 600–1600, в середньому 200–500.

Середній коефіцієнт накопичення урану фітопланктоном 400, а його вміст $1,2 \cdot 10^{-4}\%$. За умови змішаного складу фітопланктону (діатомові, передінові, та синьо-зелені водорості) можна визначити, що концентрація урану в органічній речовині складає $1,44 \cdot 10^{-4}\%$, а відношення $U/C_{\text{орг}}$ дорівнює $0,13 \cdot 10^{-4}$. На рис. 2.2, 2.3 наведено залежність концентрації урану від вмісту органічного вуглецю.

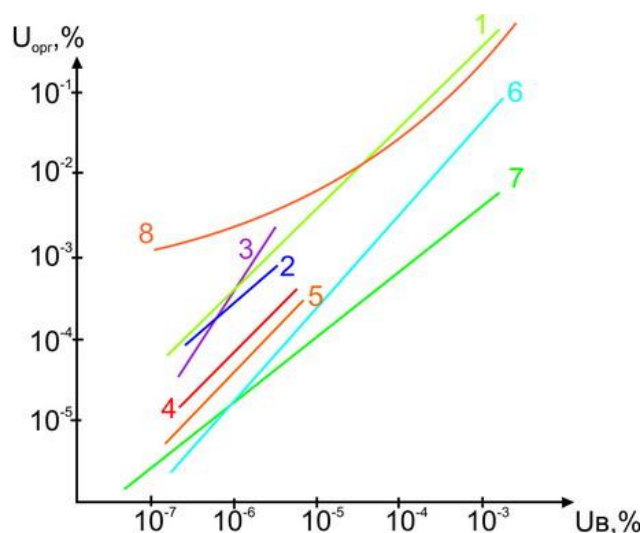


Рисунок 2.2 – Залежність концентрації урану в морських організмах від його концентрації в водному середовищі [62].

$U_{\text{орг}}$ – концентрація урану в організмах; $U_{\text{в}}$ – концентрація урану в воді; 1– фітопланктон, 2– діатомові водорості, 3 – донні водорості, 4 – зоопланктон, 5 – мушлі молюсків, 6 – тіла риб, 7 – скелети риб, 8 – мікроорганізми

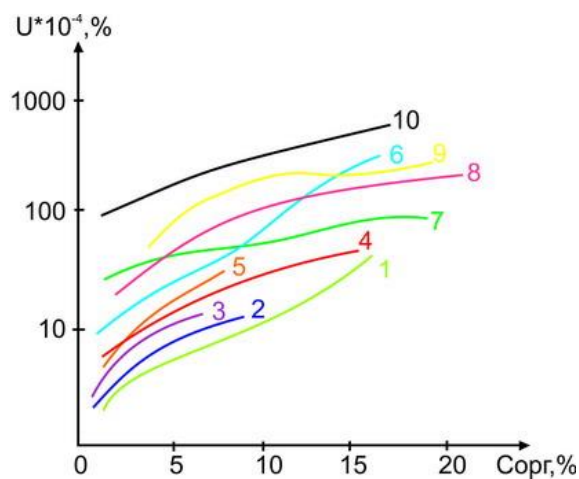


Рисунок 2.3 – Залежність концентрації урану від вмісту $C_{\text{орг}}$ [62].

Відклади: 1 – верхньодевонські, 2 – нижньокембрійські, 3 – еоценові, 4 – верхньоюрські, 5 – верхньорифейські, 6 – ордовікські, 7 – верхньодевонські, 8 – палеогенові, 9 – кембрійські, 10 – сланці Сен-Іполіт

2.3. Утворення вуглеводневих сполук з керогену.

Для виконання наукової роботи були використані фундаментальні основоположні дослідження багатьох авторів на тему утворення вуглеводнів зі збереженої в гірських породах органічної речовини під впливом температури з плином геологічного часу [20, 84, 99, 154, 162, 170]. В цьому підрозділі викладено основні положення попередніх досліджень, які взяті за основу для виконання даної роботи.

Схема генерації вуглеводнів з керогену. З плином часу за підвищення температури кероген змінюється та утворює ВВС. Це супроводжується зміною хімічних співвідношень Н/С та О/С в керогені [83]. Процес генерації ВВС є функцією часу та температури. Еволюцію керогену та генерації ВВС поділяють на 3 етапи: діагенез, катагенез та метагенез (рис. 2.4) [20].

Існує велика кількість математичних методів, що описують залежності генерації вуглеводнів з керогену як функції температури та часу. Порівняння основних зон генерації вуглеводнів відповідно до обраних для цього математичних залежностей зображено на рис. 2.5. За різними математичними залежностями перетворення органічної речовини та збільшення величини відбивної здатності вітриніту (R_o , %) при заглибленні відкладів і збільшенні температури дещо відрізняється. Для порівняння алгоритмів різних авторів інтенсивність теплового потоку Землі була обрана константою на рівні 60 мВт/м^2 . Для прикладу був обраний розріз свердловини 12-Східно-Полтавська, умовно поглиблений до кристалічного фундаменту. Як видно, найбільш достовірні значення зміни R_o відповідно до віку порід і розрізу свердловини отримані за математичною моделлю *Sweeney & Burnham (1991)*. Для подальшого моделювання (Розділ 5) було обрано власно ці загальноприйняті математичні залежності, які розроблені у Стенфордському університеті, і які постійно використовуються відомими міжнародними нафтогазовидобувними компаніями [154].

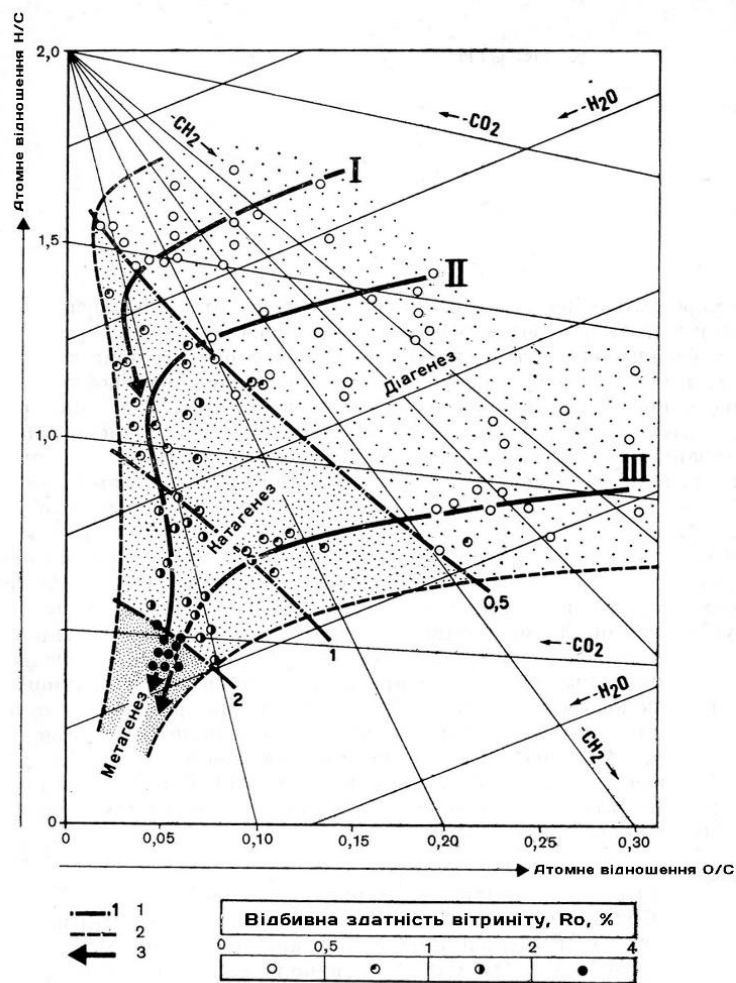


Рисунок 2.4 – Загальна схема еволюції керогену від діагенезу до метагенезу на діаграмі Ван Кревелена [159, 163]; 1 – ізолінії приблизних значень R_0 ; 2 – границі поля існування керогену; 3 – еволюційні криві типів керогену

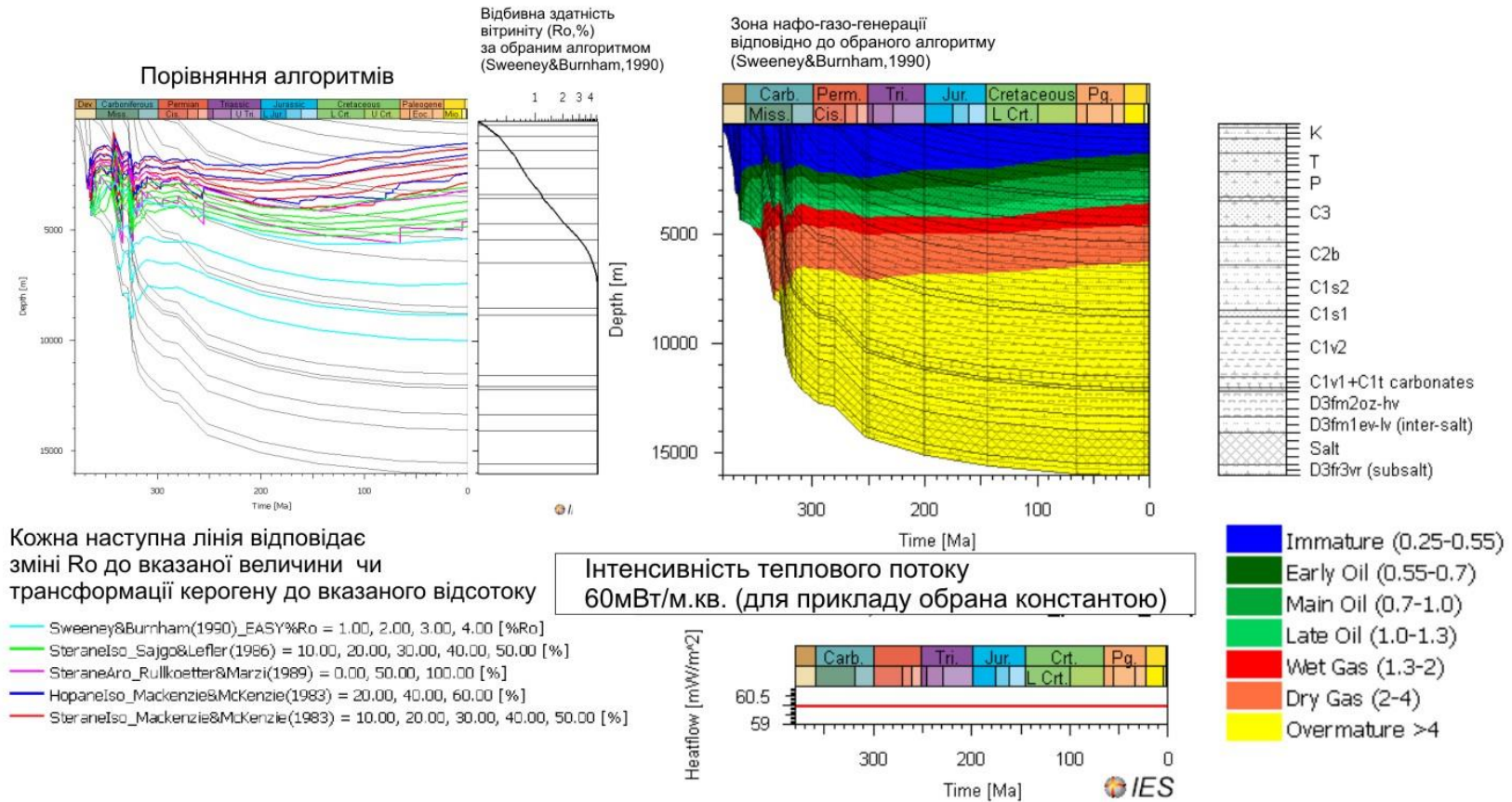


Рисунок 2.5 – Порівняння алгоритмів (зліва) перетворення ОР і збільшення величини R_o при заглибленні відкладів і збільшенні температури на прикладі розрізу св. 12-Східно-Полтавська (розріз умовно поглиблено до фундаменту).

Інтенсивність теплового потоку обрана на рівні 60 мВт/м².Справа зображено зміну R_o і відповідні зони генерації вуглеводнів від збільшення температури з глибиною та геологічним часом (за методикою [154])

Діагенез. На невеликих глибинах вміст вуглеводнів в осадових породах низький. Ці ВВС або безпосередньо успадковані від життєдіяльності живих організмів, або слабо змінені в ході раннього діагенезу. Вони мають характерну структуру, яка відображає їх біологічне походження, і можуть розглядатися як хемофосилії, або як їх ще називають, біомаркери. На цій стадії склад керогену визначається головним чином природою вихідної органічної речовини та діяльністю мікроорганізмів у приповерхневих шарах. З вуглеводнів на цій стадії утворюється тільки метан. У деяких випадках діяльність мікроорганізмів може призвести до утворення великої кількості метану (болотний газ).

При зануренні до певної глибини протягом значного часу ОР змінюється мало, так як або вуглеводні, або кероген, метастабільні в зоні діагенезу. Необхідні значне підвищення температури та час для того, щоб почалися зміни в структурі ОР.

За достатнього занурення та підвищення температури та тиску посилюється розрив гетероатомних зв'язків в керогені. В цей час відбувається основне виділення кисню з керогену, що супроводжується утворенням CO_2 і H_2O . Перші нафтоподібні продукти, що виділяються при цих перетвореннях, представлені переважно високомолекулярними гетероатомними (N, S, O) сполуками. Можливе значне утворення метану, особливо з органічної речовини, що відповідає керогену III типу.

Катагенез. За подальшого підвищення температури відбувається розрив все більшої кількості зв'язків, включаючи складноефірні, та деякі зв'язки C-C. З керогену та з раніше утворених (N, S, O) сполук виділяються молекули вуглеводнів [20, 159, 163, 164]. Частина цих вуглеводнів представлена біогенними молекулами від C_{15} до C_{30} , подібними до хемофосилій, спочатку механічно ув'язненими в масі керогену, або приєднаними до нього складноефірним зв'язком. Але в основному в головній зоні генерації нафти утворюються середньо- і низькомолекулярні вуглеводні. Вони не мають структури, або специфічного розподілу молекул, як хемофосилії, які поступово розбавляються новоутвореними ВВС.

Катагенез – головна стадія нафтогазогенерації за М.Б.Вассоевичем [164]. А якщо бути точнішим, то згідно його публікацій, – сполуки C_{15+} утворюються в межах $90\text{--}190^\circ\text{C}$, це зони ПК₃–МК₃ (рис.2.6).

Слід зауважити, що генерація рідких вуглеводнів також супроводжується значним утворенням вуглеводневого газу.

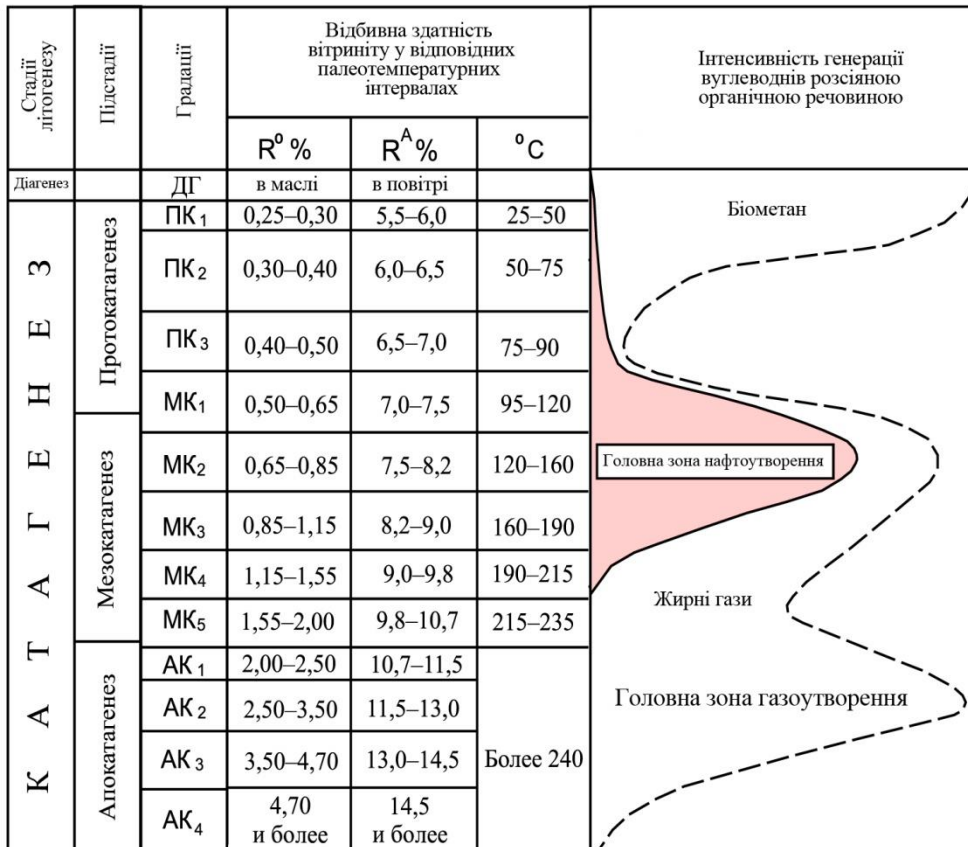


Рисунок 2.6– Схема співставлення шкали катагенезу та вуглефікації R^o і вертикальної зональності нафтидогенезу [20, 164].

Необхідно виділити стадію утворення конденсату. За подальшого занурення порід і підвищення їх температури частішає розрив вуглецевих зв'язків в уже утворених ВВС і в залишковому керогені. В результаті крекінгу рідких ВВС утворюються легкі вуглеводні ($C_1\text{--}C_5$), вміст яких швидко збільшується як у вуглеводневій фракції материнських порід, так і в нафті. У зв'язку з кінетикою цього

процесу та зміною структури керогену метан незабаром стає його головним продуктом.

Загальне перетворення органічної речовини під час катагенезу еквівалентно процесу диспропорціонування: з одного боку, утворюються вуглеводні з все більш високим вмістом водню, адже середнє значення атомних відносин Н/С для нафти становить 1,5–2,0, для чистого метану – 4,0; а з іншого боку залишковий кероген втрачає водень і до кінця стадії катагенезу атомне відношення Н/С в ньому знижується приблизно до 0,5.

Метагенез. Після виділення з керогену нестійких компонентів в результаті катагенетичних перетворень відбувається перебудова його структури в напрямку більшого впорядкування (рис.2.6). На цій стадії своєї еволюції кероген припиняє генерацію більшості вуглеводневих сполук, за винятком метану. Окрім цього, крекінг попередньо утворених вуглеводневих сполук, що знаходяться в поровому середовищі, може призводити до утворення великої кількості метану.

Нижня межа поширення метану, на відміну від нижньої межі поширення всіх інших вуглеводнів, не визначається його термічною стабільністю. Стійкість метану, навіть зависокої температурі (до $\sim 550^{\circ}\text{C}$) настільки велика, що ні в даний час, ні в найближчому майбутньому глибини буріння не досягнуть зон, де можливий термічний розклад метану. Однак метан може розкладатися хімічним шляхом в присутності сірки. Вільна сірка міститься в осадах спочатку, або утворюється в результаті взаємодії органічної речовини з сульфатами при високих температурах. Сірка може взаємодіяти з метаном, в результаті чого утворюється H_2S [118].

Утворення метану та сірководню. Газоподібні ВВ, вуглекислий газ і сірководень можуть утворюватись практично на всіх етапах еволюції органічної речовини в осадових відкладах відповідно із загальною схемою еволюції, розглянутою вище. Метан, вуглекислий газ і сірководень можуть генеруватися бактеріями, що живуть у верхніх шарах відкладів на дні морів і озер, – це "біогенний газ".

На головній стадії утворення нафти з'являються легкі вуглеводні, кількість яких поступово зростає, про що свідчить збільшення відношення газ/нафта. Метан на цій стадії зазвичай відіграє меншу роль, ніж більш важкі ВВ. На більших глибинах відбувається утворення газу в результаті крекінгу (з явною перевагою метану), що поступово замінюється генерацією тільки метану на стадії метагенезу.

Під час катагенезу та метагенезу поряд з метаном утворюється сірководень [17]. Його джерелами можуть бути кероген і рідкі сполуки сірки, присутні в нафті. Вільна сірка також може взаємодіяти з ВВ, даючи H_2S . Особливо багато сірководню утворюється в тому випадку, коли саме ОР багата на сірку, наприклад в карбонатних і карбонатно-евапоритових товщах. У таких випадках відбувається інтенсивне утворення H_2S на великих глибинах за температурах утворення метану.

Температура і час. Занурення осадових відкладів і підвищення їх температури мають першорядне значення для утворення вуглеводнів. Однак варто розрізняти роль температури і часу, хоча ці чинники певною мірою взаємозалежні.

Нафта і газ утворюються з керогену материнських порід в результаті послідовних хімічних реакцій. Ці реакції підкоряються звичайній кінетиці хімічних реакцій, що було перевірено на зразках з декількох осадових басейнів. Отже, коефіцієнт перетворення залежить від температури й часу. Адже зрозуміло, якщо материнська порода буде знаходитися під впливом певної температури протягом 1 млн, чи 100 млн років, вона утворить різну кількість ВВ [17].

Різними показниками катагенезу (відбивна здатність вітриніту, колір спор і пилку і т.д.) побічно враховується час реакції, тому що їх зміни також підкоряються кінетичним законам, і, таким чином, ці показники відображають сумарний ефект температури й часу. Геологічний час утворення вуглеводнів є дуже важливим для зіставлення його з часом утворення пасток (утворенням непроникних флюїдоупорів, утворення складок і скидів і т.д.).

Роль температури й часу відображена у прийнятих для моделювання математичних залежностях [154], визначених за допомогою лабораторних експериментів, результати яких підтверджуються даними розгляду природної еволюції материнських порід різного віку в різних осадових басейнах.

Ці дані свідчать про існування зв'язку між часом і температурою, причому ці параметри частково взаємозамінні. Згідно кінетичних рівнянь, на коефіцієнт перетворення ОР температура впливає більше, ніж вона залежить від часу. Вплив часу виражається лінійною залежністю, вплив температури – експоненційною. Тому такі древні органогенні відклади, як буре вугілля нижнього карбону Підмосковного басейну, що залягають на глибині менше 200 м, не досягли більш високої стадії вуглефікації.

Висновки. Геохімічна трансформація керогену та супутній процес генерації ВВС є функцією температури і часу, та поділяється на 3 етапи: діагенез, катагенез та метагенез. Аналіз верхніх/нижніх меж головної зони нафтоутворення (ГЗН) та головної зони газотворення (ГЗГ) в різновікових відкладах різних басейнів нашоє вивчає на висновок – чітко виражених меж немає, адже вони залежать від геохімічних властивостей керогену. Генерація ВВ залежить від ряду факторів:

1. Геохронологія мінливості геотермального градієнту осадового басейну.
2. Історія заглиблення відкладів (відповідна періодизація впливу температури на фазовий стан згенерованих ВВ).
3. Тип керогену (хімічні властивості) та літологічні/термопровідні характеристики порід басейну.

Верхні і нижні межі ГЗГ та ГЗН повинні визначатись окремо для одновікових відкладів, враховуючи всі фактори. Якщо не взяти до уваги хоча б якийсь з перелічених факторів, можливі значні похибки.

Для подальшого 1D/2D/3D моделювання процесу генерації вуглеводнів з керогену було обрано всесвітньо визнаний алгоритм, авторами якого є Alan K. Burnham та J.J. Sweeney [154].

Простежується залежність: чим давніші материнські породи – тим нижче палеотемпература верхньої межі генерації ВВ. Ця залежність пояснюється тим, що чим довше період впливу температури, тим більший об'єм утворених ВВ. Враховуючи вік материнських порід ДДз необхідно знизити палеотемпературу верхньої межі генерації рідких ВВС.

Нижня межа генерації ВВ майже відсутня. В процесі метагенезу генерується практично тільки метан; паралельно з цим вже утворені середньо- і низькомолекулярні ВВС в процесі крекінгу руйнуються та утворюється метан. Нижня межа поширення метану, на відміну від нижньої межі поширення всіх інших вуглеводнів, не визначається його термічною стабільністю (до $\sim 550^{\circ}\text{C}$).

Версія щодо практично повного заміщення генерації метану генерацією сірководню після якоїсь певної глибини є помилковою. Під час ката- і метагенезу поряд з метаном постійно утворюється певна кількість сірководню і цей процес регулюється виключно хімічним складом материнських порід. Співвідношення може змінитись на користь сірководню в тому випадку, якщо тип керогену збагачений сіркою і відповідає типу ІІs, що спостерігається, як правило, в карбонатних і карбонатно-евапоритових материнських породах.

РОЗДІЛ 3. НАФТОГАЗОМАТЕРИНСЬКІ ФОРМАЦІЇ ТА МЕТОДИ ЇХ ІДЕНТИФІКАЦІЇ

3.1 Комплексний аналіз відомих нафтогазогенеруючих формацій та аспектів їх промислової нафтогазоносності.

В цьому розділі наведені дуже стислі результати аналізу нафтогазоматеринських формацій в різних седиментаційних басейнах світу [88, 105, 115, 169] та нафтогазоносних сланцевих формацій Північної Америки. Серед нафтогазоматеринських формацій в процесі аналізу були розглянуті:

- формація Екзшо, Канада (Exshaw Formation, Western Canada Basin),
- формація Іретон та Дуверні, Канада (Ireton and Duverney, Alberta),
- формація Ханіфа, Саудівська Аравія (Hanifa Formation, Saudi Arabia),
- Кімерідж Шейл, Північне море (Kimmeridge Formation, North Sea),
- формація Каздум, Іран (Kazhdumi Formation, Iran),
- формація Лангуа Фейн, Бразилія (Lagoa Feia, Campos Basin, Brazil).

Серед північноамериканських (США) нафтогазоносних сланцевих формацій були розглянуті: Вулфкемп, Спроберри, Боун Спрінгс (3 формації в Пермському басейні, США), Утіка Шейл, Хейнесвілл Шейл, Барнетт Шейл, Боссіє Шейл, Ігл Форд, Пойнт Плезант, Фаяттевілл, Марселлус, Вудфорд [86, 89, 96, 97, 102, 114, 117, 125, 132, 144, 149, 152, 167, 169, 170].

Виявлені закономірності поміж характерних параметрів розглянутих формацій надають основу для створення низки критеріїв ідентифікації нафтогазоматеринських товщ та оцінки їх потенційної нафтогазоносності. Визначені спільні риси освітлені в наступних тезах.

- Найпродуктивніші світи в складі розглянутих формацій, утворені в процесі трансгресій (максимуми трансгресій). Менш продуктивні світи відповідають процесу регресії та високого положення поверхні моря в басейні.

- Абсолютна більшість розглянутих нафтогазоматеринських формацій незгідно залягає на карбонатних формаціях (рис. 3.1).

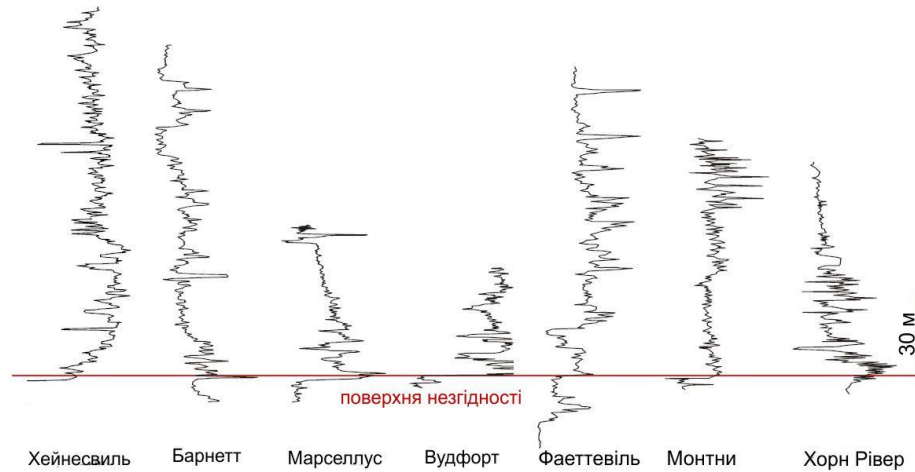


Рисунок 3.1 – Порівняння природньої радіоактивності (криві ГК) розрізів розглянутих формацій. Спільною рисою є поверхня незгідності, що відокремлює їх від карбонатних формацій [150].

- Всі формації відповідають секвенціям 2-го та 3-го порядків (3–50 млн р. та 1–3 млн р.).
- В розрізі багатьох формацій в якості нижньої (верхньої) межі трансгресії, виступає поверхня максимуму трансгресії, яка характеризується максимальним вмістом керогену. Цей пік відрізняється найвищим коефіцієнтом вуглеводневого насичення [89, 111]. Вверх по розрізу простежується тенденція зменшення вмісту керогену, зменшення глинистості та збільшення дисперсності теригенного/карбонатного матеріалу.
- Простежується інша, характерна для багатьох формацій, характеристика розрізу трансгресивної системи трактів: від поверхні незгідності ввєрх по розрізу поступово збільшуються глинистість та вміст керогену. Збільшення простежується до поверхні максимуму трансгресії з наступним поступовим зменшен-

ням вмісту керогену, глинистості та збільшення дисперсності уламкового матеріалу. Зміни вмісту керогену та глинистості впливають на радіоактивність порід, що відображається на кривій гамма-каротажу [62].

- Формування "солодких" ділянок (локальних зон з підвищеною концентрацією ОР) в межах розглянутих формацій, відбувалося в лагунно-заливних, мілководних умовах, з мінімальною енергією водойми. Є приклади утворення в глибоводних умовах, в межах локальних депресій [89, 144, 150, 152].
- Характерною особливістю є те, що всі проаналізовані формації є джерелом генерації ВВ для великої кількості родовищ так званого нетрадиційного типу, які відповідно залягають вище по розрізу.

Таблиця 3.1– Загальна характеристика розглянутих формацій

Формація	Пойнт Плезант	Марселлус	Барнетт	Вудфорт	Фаят-тевілль	Хейнесвілль	Ігл Форд
Басейн	Апалаччі	Апалаччі	Форт Ворс	Аркома і Ардмор	Аркома		Маверік
Товщина осадового чохла, м	2300–4000	2300–4000	4000				
Ступінь зрілості ОР (R ^o , %)	0,89–0,96	0,5–1,5	0,5–1,5		0,67–1,01	0,91–2,62	0,5–2,6
Коеф. перетворення ОР (PI індекс)	0,49–0,55	0,3–0,9	0,2	0,1	0,22–0,36		0,03–0,47
Глибини залягання, м	164–4210	660–2600	2800	2000–4300	330–2300	3500–4500	0–5180
Товщина, м	0–54 м	0–70	20–260	15–91 м	10–66	66–100	0–210
Вік утворення	O ₂	D _{2zV}	C ₁	D ₃ -C ₁	C ₂	J _{3km}	K _{2s} -K _{2t}
Тривалість утворення, млн р.		≈ 6–7	22	33		15	7
Порядок секвенцій	3	3	2	2		3	3
Цикли	ТСТ	ТСТ, РСТ	ТСТ, РСТ, СТВП	ТСТ	ТСТ, ТВП	ТСТ, РСТ чи СТВП	ТСТ, СТВП
Сумарна тривалість циклів в процесі утворення формації, млн р.		≈10 (382–392)	≈31 (354–323)	≈33 (382–360)		≈6 (157–151)	≈9 (92–89?)
Вік розвитку соляної тектоніки						+	T ₁ -J

Серед відмінностей слід відзначити різний час утворення формацій та відмінну частотність секвенцій утворюючих формацій (табл.3.1).

Встановлені закономірні подібності лягли в основу формування низки критеріїв виявлення аналогічних нафтогазоносних формацій в межах українських нафтогазоносних регіонів.

Фації нафтогазоносних свит та їх літолого-компонентний склад. Після відбору достатньо вивчених високопродуктивних сланцевих формацій було зібрано дані про їх фаціальний, компонентний, мінеральний та хімічний склад.

Існує велика кількість класифікацій порід з високим вмістом ОР, проте було використано нещодавно опубліковану класифікацію Хелени Гамеро-Діаз та ін. з компанії Шлюмберже [100]. Трикутна діаграма дозволяє порівняти співвідношення домінуючих компонентів у складі розглянутих порід, а виділені зони на трикутнику діаграми дозволяють умовно поділити всі породи на фації за компонентним складом (рис. 3.2).

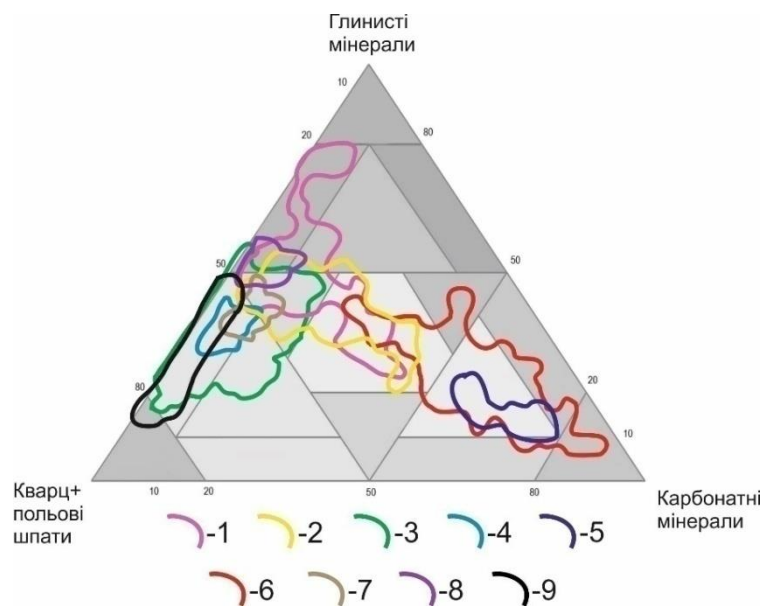


Рисунок 3.2 – Співвідношення домінуючих компонентів у складі нафтогазоносних формацій. Формації: 1 – Утіка, 2 – Хейнесвілл, 3 – Барнетт, 4 – Боссіе, 5 – Ігл Форд, 6 – Пойнт Плезант, 7 – Фаяттевілл, 8 – Марселлус, 9 – Вудфорд (побудови автора за даними [86, 89, 97, 102, 114, 125, 132, 144, 152, 167, 170])

Попередні твердження щодо переважно глинистого складу нафтогазогенуючих фацій є хибними. На діаграму винесені величини вмісту домінуючих компонентів, згідно яких вміст кварцу з польовими шпатами становить $\approx 20\text{--}80\%$, вміст суми глинистих мінералів $\approx 10\text{--}80\%$, а карбонатних мінералів $\approx 15\text{--}90\%$. Першочергове твердження – нафтогазогенуючим формаціям не притаманний мономінеральний склад. В табл. 3.2 висвітлено вміст глинистих мінералів в продуктивних фаціях розглянутих формацій.

Таблиця 3.2 – Вміст глинистих мінералів, залізистих мінералів і силікатів в складі фацій з розглянутих формацій [86, 89, 97, 102, 125, 132, 144, 152, 167, 170]

Мінерали	Пойнт Плезант	Марселлус	Барнетт	Вудфорт	Фаятвіль	Хейнсвілль	Ігл Форд
Іліт	4.6	10-30(60)	10-50	8-35	6-24	12-20	5-25
Каолініт	5.5	10-35	0	0-5		0	0-14
Хлорити		10-30	0	2-5	10-16	2-7	5-20
Мусковіт					3-8		
Монтморило-ніт		<2	1-3	2-20		<2	0-23
Гідрослюди (сметит)		5-30					
Пірит	0.7	5-13	5	5-13	1-2		1-5
Сидерит			3				

Більшість відкладів з підвищеним вмістом ОР формувалося в період трансгресій, що супроводжувалось збільшенням частки глинистих мінералів у складі літофацій. В складі глинистих мінералів нафтогазоносних формацій переважають групи монтморилоніту та гідрослюд, силікатів, хлоритів і залізистих мінералів. Вміст деяких з них змінюється в широкому діапазоні, що пояснюється великою площею седиментаційного басейну та різноманіттям умов осадконакопичення. Питомий електричний опір, вміст водню та адсорбційні властивості, які пов'язані з вмістом цих компонентів, будуть розглянуті в наступному розділі.

Співвідношення домінуючих компонентів у складі фацій, у тому числі продуктивних, значно змінюється і тому не може бути основним критерієм їх продуктивності. У той же час ці співвідношення треба враховувати під час проектування технології видобутку ВВ.

Так же, як і мінеральний склад, вміст керогену та його характеристики можуть сильно відрізнитись (табл. 3.3). Закономірності встановлюються в локально обмежених ділянках формацій з найвищими показникам продуктивності та насиченості ВВС – в "солодких" ділянках. Характерною особливістю є підвищений вміст керогену, що становить не менше 2,4 %.

Таблиця 3.3 – Геохімічні характеристики ОР розглянутих формацій [86, 89, 97, 102, 125, 132, 144, 152, 167, 170]

	Пойнт Плезант	Марсел лус	Бар нетт	Вуд- форт	Фаятте- вілль	Хейнес- вілль	Ігл Форд
Водневий індекс HI, мгВВС/гТОС	60–449 (128– 151)	250–400	117,0	540– 780	120–140		14–741 (240)
Кисневий індекс OI, мгСО ₂ /гТОС	12–22	50.0	5.0	6–13	10–40		171,0
ТОС, %	2,41– 3,73	0,0–4,0	2,41– 5,51	5,0– 14,0	5,6–8,3	1,6–3,9	4,5
Генерація ВВС*	Високі і низькі	Низькі	Ни- зькі	Низькі	Низькі	Низькі	Високі і низькі
Ступінь зрілості ОР (R ^o , %)	0,89– 0,96	0,5–1,5	0,5– 1,5		0,67– 1,01	0,91– 2,62	0,5–2,6
Коефіцієнт перетворення ОР (PI індекс, д.о.)	0,49– 0,55	0,3–0,9	0,2	0,1	0,22– 0,36		0,03– 0,47

* –низькомолекулярні та високомолекулярні вуглеводневі сполуки

Значення водневого і кисневого індексів варіюють, адже більшість формацій генерує низькомолекулярні ВВС, що генетично пов'язано зі складом керогену та історією заглиблення. У випадку насичення порового простору сланцевих порід "солодких" ділянок високомолекулярними ВВС водневий індекс керогену сягає 200 мгВВС/гТОС і більше (в деяких випадках більше 400 мгВВС/гТОС), а кисневий перевищує 50 мгСО₂/гТОС. Відбивна здатність вітриніту, як показник тер-

могенної зрілості, дуже вагома, і змінюється від 0,5 до 3,5 %. В найпродуктивніших ділянках цей показник може сягати не таких вже й високих значень, як вважалось попередніми вітчизняними дослідниками.

Підсумуємо закономірності літолого-фаціального складу проаналізованих нафтогазоносних формацій "нетрадиційного" сланцевого типу:

- нафтогазогенеруючим фаціям не притаманний мономінеральний склад;
- співвідношення домінуючих компонентів не є визначальним критерієм перспективності;
- всі продуктивні літофації об'єднує підвищений вміст ОР, не нижче 1,6%;
- вміст та геохімічні характеристики керогену можуть сильно відрізнятись;
- середньоарифметичні значення коефіцієнту перетворення ОР (PI індекс) становлять 0,22–0,57.

Тріщинуватість та аномально високий/низький пластовий тиск, викликаний генерацією вуглеводнів. Розвинута тріщинуватість порід та аномально високий пластовий тиск (АВПТ) є важливими критеріями при геологорозвідувальних роботах на "нетрадиційні" сланцеві ВВ. Тріщини, утворені в процесі генерації ВВ, бувають заповнені кальцитом, піритом, кварцом, бітумом чи вуглеводнями.

Таблиця 3.4– Інформація про термогенну зрілість, генерацію ВВ, аномальні пластові тиски та тріщинуватість в нафтогазогенеруючих формаціях [86, 89, 97, 102, 125, 132, 144, 152, 167, 170]

	Пойнт Плезан т	Мар- селлус	Барнетт	Вудфорт	Фа- ятте- вілль	Хей- нес- вілль	Ігл Форд	Хорн Рівер
Гradient АВПТ, МПа/км	17,0	10,34– 11,76	10,34– 11,76	15,8–18,1 (до 20,35)		22,0– 26,0	15,83	13,57
Гradient АНПТ, МПа/км		2,26– 7,92	2,26– 7,92					
Тріщинува- тість/запов- ненність трі- щин		Не за- пов- нені	0,02–0,2 мм;	3,2–16,2 мм; всі зій- шлись, чи заповнені		Верти- кальні трі- щини	Мікро тріщину- ватість	

			заповнені кальцитом	піритом, кварцом чи бітумом			не видима незброєним оком	
R _o , %	0,89–0,96	0,5–3,5	0,6–1,6	0,75–1,45	0,67–1,01	0,91–2,62	0,5–2,6	1,37–2,04
Генерація ВВС*	Високі + низькі	Низькі	Низькі	Низькі	Низькі	Низькі	Високі + низькі	Низькі

* –низькомолекулярні та високомолекулярні вуглеводневі сполуки

З аналізу вищерозглянутих формацій можна зробити ще одне твердження – нафтогазогенеруючим формаціям притаманний аномально високий пластовий тиск (табл. 3.4). Градієнт АВПТ змінюється від 10,4 до 26,0 МПа/км, в середньому 16 МПа/км. Особливо високими його значеннями характеризується формація Хейнесвілл, ймовірно у зв'язку з великими глибинами залягання, які перевищують 5000 м, тут пластовий тиск сягає 55–68 МПа.

3.2. Літолого-компонентні, петрофізичні та геофізичні характеристики керогеновмісних порід.

Метою цього підрозділу є визначення властивостей/характеристик керогену та керогеновмісних порід та отримання математичних залежностей, що описують ці властивості. В даному дослідженні автором використані дані отримані інститутом ДП Науканафтогаз від Департаменту Природних Ресурсів штату Огайо (США). Матеріалом для роботи послужила база петрофізичних, геофізичних і геохімічних даних по формаціях Утіка і Пойнт Плезант (басейн Аппалачі, США) [138] та результати власних лабораторних досліджень керну керогеновмісних порід середньо- і нижньокам'яновугільних відкладів ДДз.

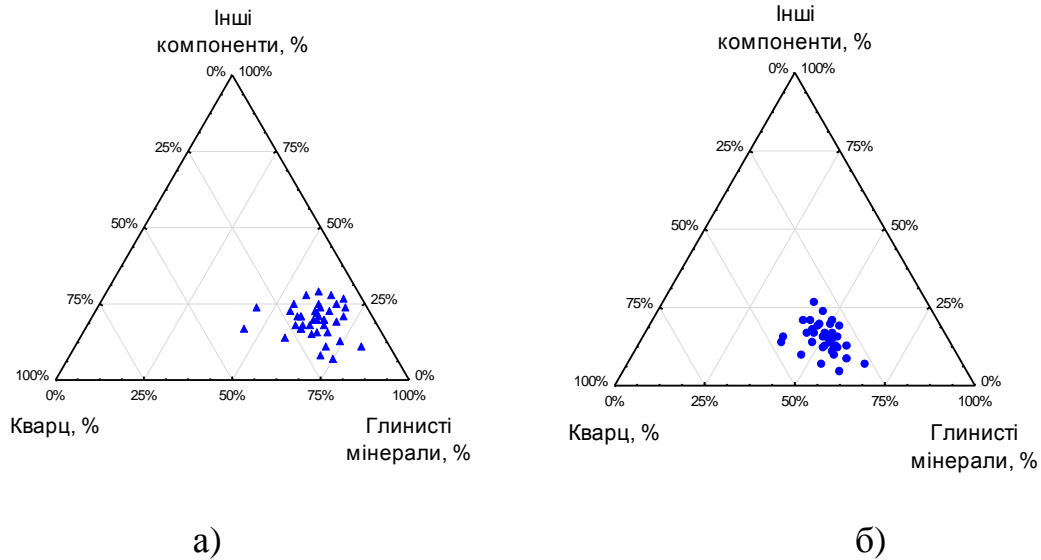


Рисунок 3.3–Об'ємне (а) і вагове (б) співвідношення домінуючих компонентів формацій Утіка і Пойнт Плезант [33]

Відмінною рисою в компонентному складі керогеновмісних порід є наявність керогену, вуглеводнів, сульфідів (пірит, халькопірит) і залізисто-карбонатних мінералів (сидерит, анкерит), властивості яких значною мірою впливають на загальні властивості породи [119, 131]. Домінуючими компонентами є глинисті мінерали, кварц, польовий шпат і карбонатні мінерали, що є характерним і для порід формацій Утіка і Пойнт Плезант (рис. 3.3).

Внутрішньоконтинентальний басейн Утіка-Пойнт Плезант формувався в ордовіцький період. Він був обмежений карбонатної платформою Лексінгтон з північного заходу та Трентон з південного заходу і більшим басейном Таконік на сході. З огляду на активний розвиток карбонатних органогенних рифів в період формування сланцевої формації Пойнт Плезант, в компонентному складі порід переважають карбонатні та глинисті мінерали.

У більш пізній період трансгресивні відклади формації Утіка були представлені різними типами глинистих сланців, домінуючу частину яких складають світлі і темно-сірі глинисто-піщанисті сланці з другорядними карбонатними складовими. Відкладення вихідного матеріалу проходило в умовах шельфу на невеликих глибинах; чорні сланці формувалися в умовах заток і лагун, де були депресійні аноксидні умови.

Виявляється схожість просторово-часових закономірностей розміщення керогеновмісних товщ розглянутих формацій в США і деяких формацій ДДЗ. Переважна більшість керогеновмісних сланцевих формацій на території північної Америки незгідно залягає на карбонатних "платформах".

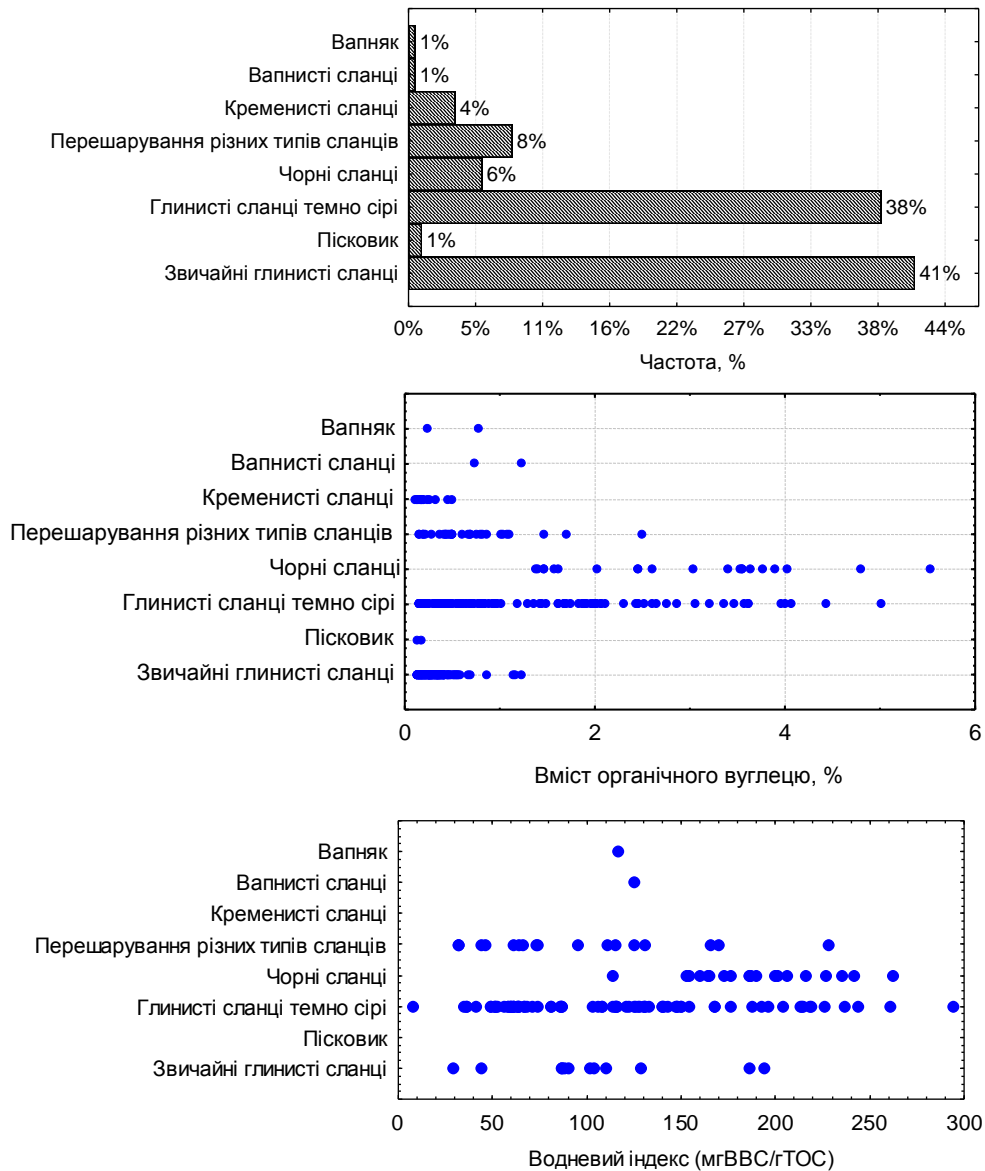


Рисунок 3.4 – Гістограми частоти розподілу літофацій формації Утіка, розподілу ТОС, значень водневого індексу [33]

Умови седиментації керогеновмісних сланців в палеобасейні Утіка-Пойнт Плезант схожі з умовами в ДДЗ на межі нижнього і верхнього візе (рудівські шари в ДДЗ незгідно залягають на візейських карбонатах). Проведений аналіз

розподілу вмісту ТОС свідчить, що чорні і темно-сірі глинисті алевроліти та аргіліти містять найвищі концентрації керогену, з ТОС до 5–6% (рис. 3.4).

На діаграмі (рис.3.5) показані типи керогену та його вихідний матеріал. Видима перевага II і III типів керогену нашою висновку про домінуючу частку керогену, здатного до генерації низькомолекулярних вуглеводневих сполук. Це підтверджується фактом наявності великої кількості газових і газоконденсатних родовищ на територіях штату Огайо, генетично пов'язаних з формаціями Утіка і Пойнт Плезант, як з нафтогазоматеринськими. Здатність до генерації високомолекулярних ВВС характерна для формації Утіка на території штатів Нью-Йорк, Пенсільванія і Західна Вірджинія. Зразки цих порід були відібрані із свердловин на території штату Огайо, де в ордовикський період існували області виносу великих об'ємів "теригенної" ОР в седиментаційний басейн.

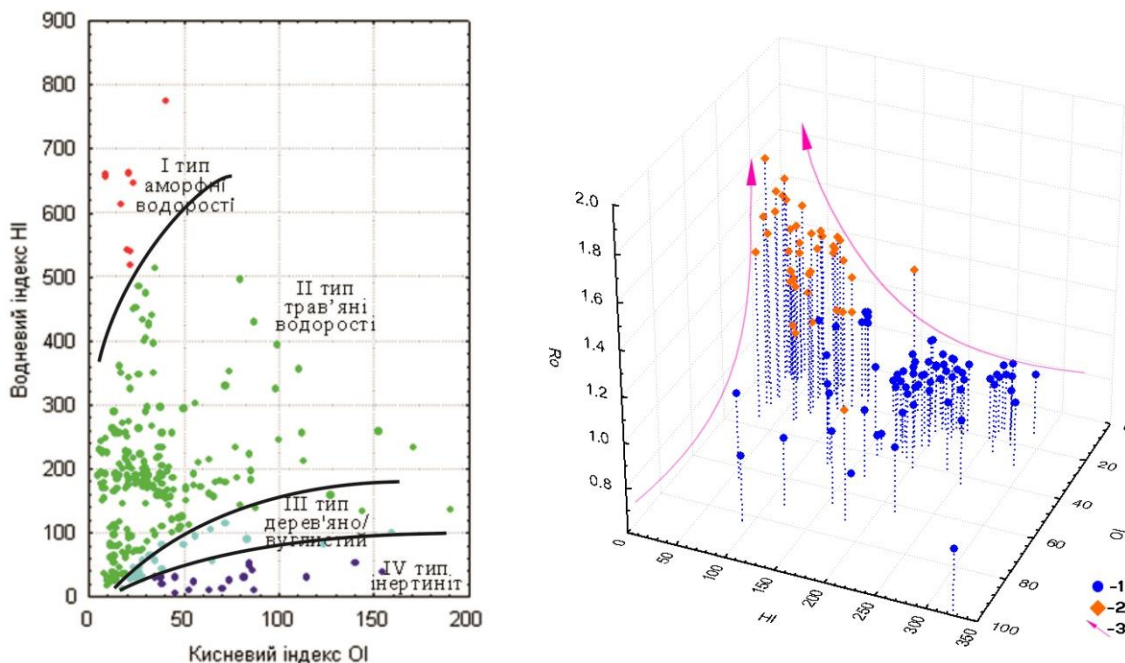


Рисунок 3.5 – Параметри керогеновмісних порід формації Утіка на діаграмі Ван-Кревелена (зліва); цифрам (ліворуч) відповідають типи керогену; діаграма (праворуч) – тренд зміни складу керогену в процесі катагенетичних перетворень, HI і OI – водневий і кисневий індекси, R_o – відбивна здатність вітриніту в маслі (%) [33].

Кероген, отриманий з свердловин, територіально розташованих в зоні генерації високомолекулярних органічних сполук, характеризується високими значеннями водневого індексу, в межах 400–800 мгВВС/гТОС, здебільшого, утворений водоростями *Gloeocapsamorpha prisca*. За результатами петрографічних аналізів органічна речовина інших зразків керну відповідає альгіниту, витриниту та інертиниту в різних співвідношеннях.

На діаграмі, де зображені водневий і кисневий індекси по осях абсцис і ординат і відбивна здатність витриниту по осі аплікату, добре простежується тренд зменшення вмісту водню і кисню в керогені в процесі катагенетичних перетворень. На жаль відсутні дані про коефіцієнт пористості та проникності цих зразків для того, щоб простежити динаміку збільшення цих параметрів в процесі генерації ВВС.

Наведемо петрографічні описи типових зразків керну формацій Утіка і Пойнт Плезант [138]:

- слюди́ста глини́сто-карбонатна порода з домішками кварцу і піриту, ще не зріла ($R_o \approx 0,2\%$), ТОС 1–2%, ефективна пористість 3,1%; пори в керогені відсутні, середній діаметр пор $4,7 \cdot 10^{-9}$ м; немає жодних пор, середній діаметр яких перевищує 10^{-8} м;

- кальцитовий сланець з домішками кварцу і піриту, з ТОС 3%, з більш низьким значенням ефективної пористості (до 1,4%), утвореної не за рахунок з'єднаних скупчень керогену, із середнім діаметром пор до $5,7 \cdot 10^{-9}$ м;

- сланець з рівною часткою карбонатного, глинистого і кварцового матеріалу, з вкрапленнями піриту, зрілий ($R_o = 2,0\%$), з ТОС в межах 3–4%, характеризується ефективною пористістю 2,7% з помітними порами в керогені, які з'єднані між собою, а розмір пор перевищує десятки нанометрів (відмінною рисою є наявність пор в кілька мікрометрів).

Окрім визначення вмісту C_{org} в зразках визначався загальний вміст керогену. Наявність залишків палеофауни практично у всіх зразках свідчить про те,

що досліджуваний кероген відповідає другому типу. При цьому параметри відношення вмісту C_{org} до вмісту атомів водню і кисню C:H:O склали 43,5 : 43,5 : 13,0 відповідно [33].

Використовуючи отриману велику базу даних, були побудовані графіки залежностей густини, питомого електричного опору та природної радіоактивності від вмісту C_{org} , а також математичні вирази, що їх описують (рис. 3.6).

Графіки, побудовані за даними аналізів керна з штату Огайо, відрізняються меншим числом "ураганних" значень і більш тісними залежностями, так як весь керн був відібраний з інтервалів однієї формації (рис. 3.7).

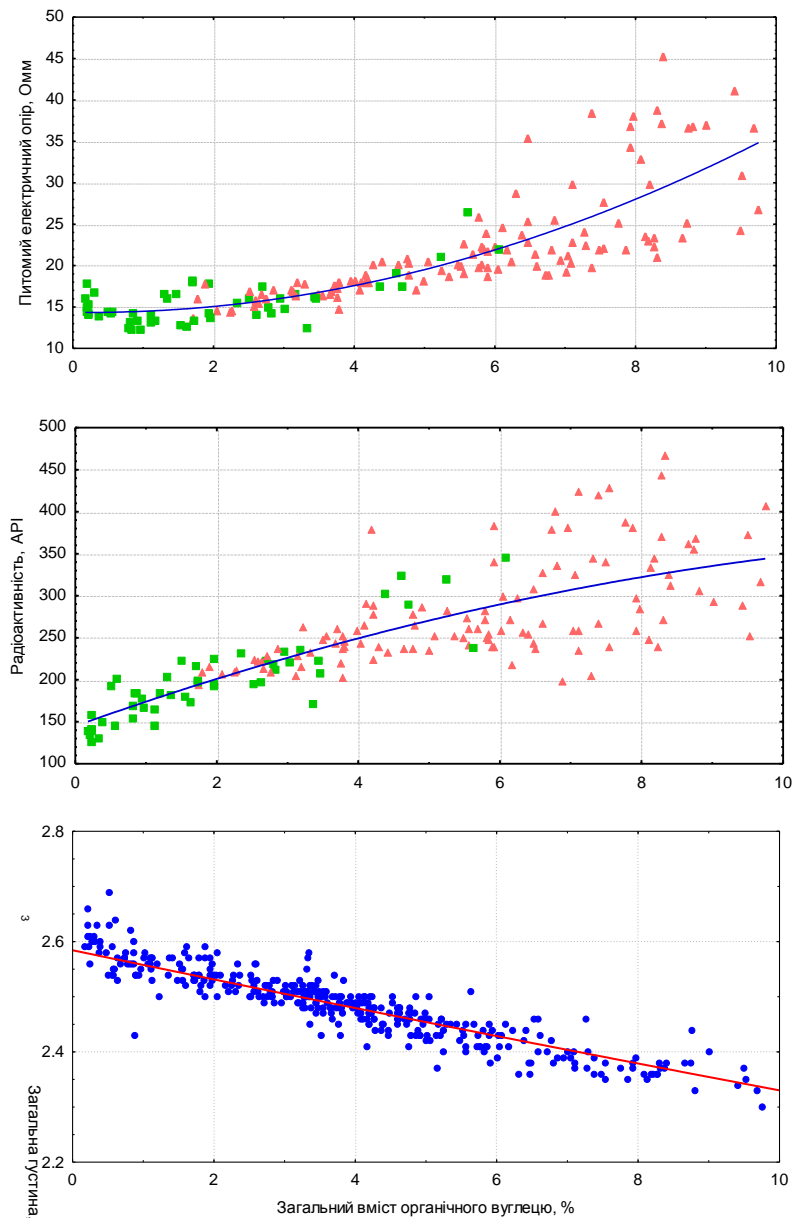


Рисунок 3.6 – Графіки залежностей характеристик керогеновмісних порід формації Утіка і Пойнт Плезант, зверху: питомого електричного опору від ТОС; радіоактивності в АРІ одиницях від ТОС (10 АРІ≈1мкР/год); об'ємної густини від ТОС. Зеленим кольором виділені зразки темно-зелених сланців [33].

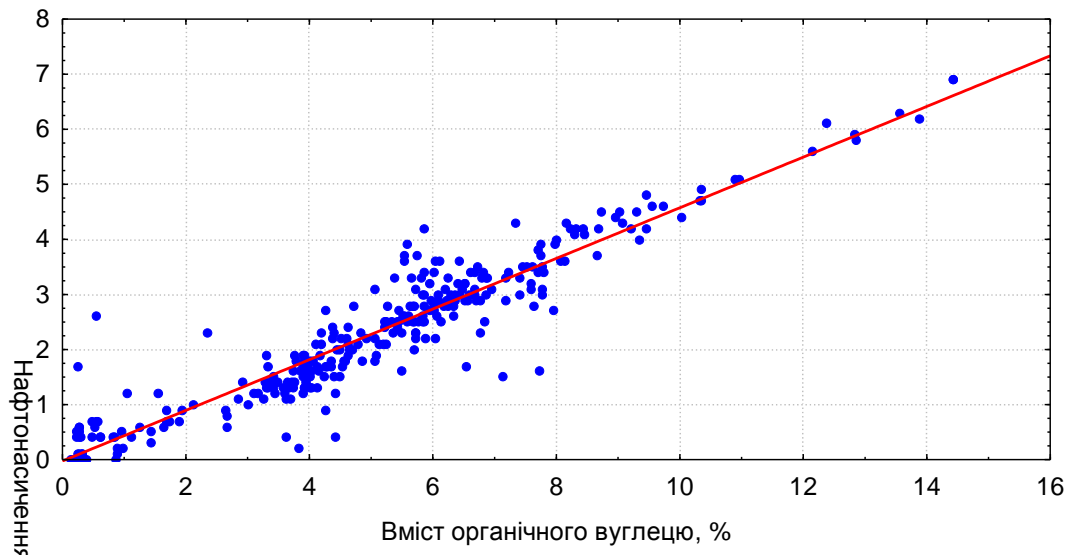


Рисунок 3.7 – Залежність нафтогазонасичення об'єму породи від вмісту органічного вуглецю; продуктивні глинисті сланці формації Утіка Шейл [33].

Залежності, які отримані за результатами аналізу керогеновмісних порід формації Утіка:

$$\sigma_n = 2.591 - 0.027 \cdot \text{ТОС}, \quad r = -0.9 \quad (3.1)$$

$$\rho_n = 14.72 - 0.127 \cdot \text{ТОС} + 0.234 \cdot \text{ТОС}^2, \quad r = 0.78 \quad (3.2)$$

$$\gamma = K1 \cdot (162.9 + 20.95 \cdot \text{ТОС}), \quad r = 0.78 \quad (3.3a)$$

$$\gamma = K2 \cdot (185.6 \cdot \text{ТОС}^{0.238}), \quad r = 0.81, \quad (3.3b)$$

де ТОС – вміст органічного вуглецю, %; σ_n – об'ємна густина породи, г/см³; ρ_n – питомий електричний опір, Ом·м; γ – природна радіоактивність, АРІ; $K1 \approx 12,76$ для необсадженого стовбура свердловини, $K2 \approx 10$ для обсадженого стовбура свердловини; r – коефіцієнт парної лінійної кореляції / кореляційне відношення для нелінійних залежностей.

Для лабораторних аналізів нижньо- і середньо-кам'яновугільних відкладів ДДз були відібрані зразки аргілітів (70%), алевролітів (20%) та інших літотипів (до 10%) з площ Керносівська, Артемівська, Дробишівська, Комишеवासська, Богатойська і Святогірська. Більшість зразків представлена алевро-піщанистими аргілітами та алевролітами зі значною частиною глинистої компоненти, зі скупченням піриту та з численними обвугленими залишками рослинності. Зразки кернового матеріалу відповідають найбільш перспективним літотипам формації Утіка. Аналізи виконані в наукових лабораторіях ННІ «Інститут геології» КНУім. Тараса Шевченка. Автором досліджені літолого-геофізичні властивості кергогеновмісних порід [33], результати увійшли до інших робіт [10].

Нижче наведено регресійні залежності петрофізичних характеристик середньо- і нижньокам'яновугільних порід ДДз від вмісту $C_{орг}$. Слід зазначити, що вибірки зразків гірських порід тут були сформовані з розрізів свердловин різних формацій і площ, на відміну від вище розглянутої колекції зразків формації Утіка (практично одна ділянка з однаковими седиментаційними умовами). Тому петрофізичні зв'язки для зразків з ДДз виглядають значно слабше, що обумовлено істотним впливом інших факторів, у т.ч. варіаціями мінерально-компонентного складу порід.

Залежності, отримані за даними лабораторних досліджень кернового матеріалу з середньо- і нижньокам'яновугільних відкладів ДДз:

$$\sigma_n = 2722.8 - 17.518 \cdot TOC, r = -0.69 \quad (3.4)$$

$$U = 2.33 + 0.679 \cdot TOC, r = 0.55 \quad (3.5)$$

$$\Delta T = 189.4 + 9.88 \cdot TOC, r = 0.49, \quad (3.6)$$

де σ_n – об'ємна густина порід, кг/м³; U – вміст урану, $\cdot 10^{-4}$ %; ΔT – інтервальний час проходження поздовжньої акустичної хвилі, мкс/м.

Також були отримані вирази окремо для серпуховських (3.7), московських (3.8), нижньовізейських (3.9) відкладів у вигляді залежностей об'ємної густини від вмісту органічного вуглецю в сланцевих глинистих породах:

$$\sigma_n = 28.9056 - 0.0088 \cdot TOC, r = -0.65 \quad (3.7)$$

$$\sigma_n = 91.6784 - 0.0322 \cdot TOC, r = -0.41 \quad (3.8)$$

$$\sigma_n = 2.7271 - 0.0194 \cdot TOC, r = -0.55 \quad (3.9)$$

3.3. Огляд попередніх досліджень щодо ідентифікації та охарактеризування керогеновмісних порід.

Виявлення порід з підвищеним ТОС є пріоритетним завданням у вивченні нафтогазової системи будь якого басейну; такі дослідження обумовлені необхідністю пошуків як традиційних, так і нетрадиційних скупчень ВВ в керогеновмісних формаціях.

Існує значна кількість методів діагностики порід з підвищеним вмістом керогену [84, 91, 98, 99, 128]; результати численних досліджень властивостей керогена, його пористості, геометрії порового простору, компонентного складу, властивостей керогеновмісних порід наведені в чисельних публікаціях [17, 20, 62, 76, 119, 137, 138, 142, 155, 164].

Автором даної роботи проведено аналіз існуючих методик геофізичної діагностики керогеновмісних порід з метою розробки оптимального способу виявлення та діагностики керогеновмісних порід з урахуванням можливостей вітчизняного комплексу промислово-геофізичних досліджень. Як відомо з численних публікацій, головним індикатором перспективності нафтогазогенеруючих порід є вміст $S_{орг}$, який добре корелюється з коефіцієнтом об'ємного нафтогазонасичення породи (див.рис. 3.7).

Дослідження зразків гірських порід формації Утіка інших сланцевих формацій свідчать про те, що 80% ефективною пористості знаходиться безпосередньо в керогені та утворюється в процесі катагенетичних перетворень ОР [92]. Надходження і накопичення вихідного матеріалу ОР певною мірою визначає склад і розподіл органічних компонентів в породі. У свою чергу, це впливає на нерозривність окремих скупчень керогену між зернами і агрегатами інших мінералів, на нерозривність порового простору, який утворюється в керогені [138].

Петрофізичні моделі порід з керогеном, запропоновані попередніми дослідниками, орієнтовані на математичний опис керогеновмісних товщ, засновані на використанні аномальних показів геофізичних приладів в присутності підвищеного ТОС і насичення порового простору ВВ [84, 85, 98, 99, 128, 131].

Дж. Мендельсон [128] запропонував розглядати материнські породи як трикомпонентну складову (матриця, кероген, порові флюїди) і вивів ряд математичних залежностей для визначення ТОС. Він не використовував дані електричного каротажу (тобто вплив ТОС на питомий електричний опір породи); також не був врахований рівень термальної зрілості. В його математичних виразах передбачений прямий зв'язок між вмістом радіоактивних елементів в породі і вмістом керогену. Результати статистичних досліджень вказують на певну кореляцію між вмістом елементів уранового ряду та ТОС і навіть продуктивності товщ [107, 128], однак, фізичної моделі для її пояснення не існує. Навпаки, є низка прикладів, коли материнські породи (озерного походження) взагалі не виявляють аномалії радіоактивності [131], хоча й є породи, які характеризуються значними аномаліями вмісту урану [119]. Також слід зазначити експериментальні дослідження [121], в яких показано, що деякі види водоростей при очікуваних концентраціях 2 проміле урану, характеризувалися концентраціями цього елемента, що перевищують очікувані в 1000 разів.

Наведені приклади вказують на те, що концентрація урану в керогені залежить від типу ОР, з якого він утворився [119]. Якщо простежується залежність між вмістом радіоактивних елементів і ТОС і її можна описати математичним виразом, то її використання допустимо виключно тільки в одновікових відкладах одного басейну з аналогічним типом керогену. Американські дослідники [98] шляхом використання багатомірної кореляції вмісту сланцевої нафти з різними геофізичними і петрофізичними параметрами прийшли до узагальнених математичних виразів. Кореляційні залежності між густиною породи і вмістом сланцевої нафти є невдалими. На жаль, введений авторами емпіричний індикатор "D"

не дає можливості проведення кількісної оцінки ТОС або насиченості ВВ в різновікових відкладах.

Карпентер Б. та ін.[90, 91] запропонували методику Carbolog визначення вмісту ОР в породах шляхом застосування системи петрофізичних рівнянь, де власно ОР (кероген) має свої сталі коефіцієнти, що відповідають унікальним аномальним петрофізичним характеристикам цієї речовини (рис. 3.8).

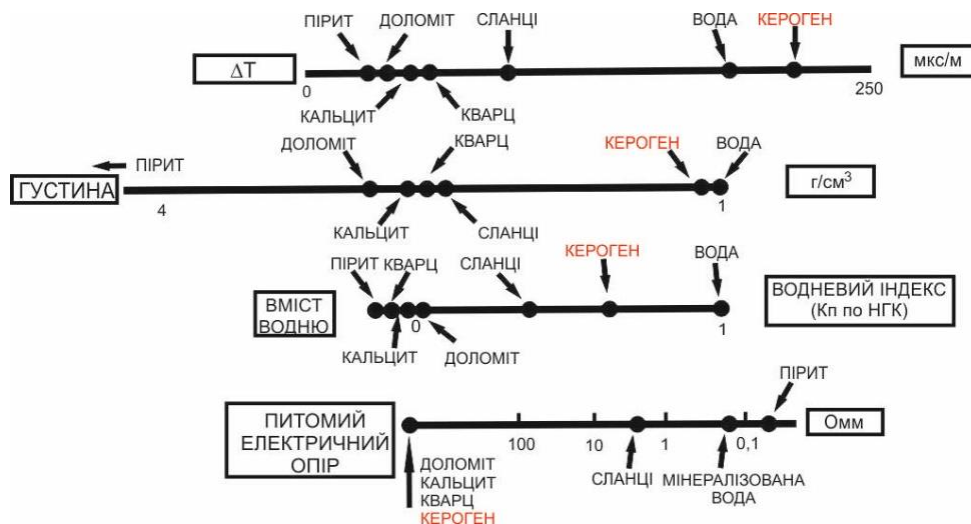


Рисунок 3.8 – Співвідношення геофізичних характеристик окремих компонентів моделі порід із вмістом керогену [90, 91].

Недоліком цього підходу є те, що автор використовує параметри керогену як сталі, не враховує мінливість термічної зрілості та відповідно варіації петрофізичних властивостей ОР. Як буде показано далі, автором даної дисертаційної роботи вдалось суттєво вдосконалити даний підхід шляхом застосування реальних петрофізичних моделей керогену, які можна використовувати відповідно до різних умов термальній трансформації органічної речовини в складі породи.

Загальновізнана методика $\Delta \log R$ Квіна Пассі та ін. [84] та її похідні [160] заснована на порівнянні показів кривої нейтронної пористості з кривою електричного опору, або кривої густини при ГГК-Щ (чи інтервального часу при АК) з кривою електричного опору в пластах з відсутністю (база 1) та з підвищеним вмістом керогену (база 2). Ця визнана методика успішно використовується бага-

тьма петрофізиками, але не є ефективною при вивченні широкого спектру літо-типів. У карбонатних породах з підвищеним, а іноді дуже високим, електричним опором вона дає незадовільні результати. Методика $\Delta \log R$ не враховує варіацію діаметра свердловини, газонасичення пластів уламкових порід і зон аномально високих пластових тисків для коректного використання даних акустичного та нейтронного каротажу.

Висновки. За результатами статистичного аналізу підтверджено, що чорні вуглисті і темно-сірі алевро-піщанисті сланцюваті аргіліти формацій Утіка, Пойнт Плезант та кам'яновугільних відкладів ДДз є породами, найбільш багатими керогеном, який, в свою чергу, характеризується найвищими значеннями водневого індексу. За даними досліджень кернового матеріалу формації Утіка отримано математичні залежності радіоактивності, вмісту урану, густини та питомого електричного опору від вмісту органічного вуглецю. За результатами лабораторних досліджень зразків керну з середньо- і нижньо-кам'яновугільних відкладів ДДз отримані математичні вирази, що описують залежності вмісту урану, інтервального часу пробігу поздовжньої акустичної хвилі та густини залежно від вмісту органічного вуглецю. Уточнені вирази, що описують зміну густини залежно від вмісту керогену окремо для серпуховських, московських та нижньовізейських відкладів ДДз. Тіснота математичного зв'язку між фізичними властивостями і ТОС не відповідає тій, яку можна використовувати напряму для точного визначення ТОС у відкладах ДДз, що пояснюється фаціальним різноманіттям сланцевих порід. Аналіз методик визначення вмісту ОР в гірських породах свідчить про певні недоліки, пов'язані з неврахуванням термальної зрілості гірських порід і керогену, неврахуванням газонасичення порід-колекторів в розрізі, або обмеження їх використання в Україні внаслідок відсутності ГГК-Щ, або ГКС в типовому комплексі методів помислової геофізики. Тому необхідно використовувати систему рівнянь, яка об'єднує декілька петрофізичних моделей для типових методів ГДС для коректного визначення ТОС в розрізі свердловини, де

петрофізичні коефіцієнти повинні враховувати ступінь термальності зрілості органічної речовини і, відповідно, мінливість петрофізичних характеристик останньої.

3.4. Методика ідентифікації та охарактеризування керогеновмісних порід у розрізах свердловин за даними ГДС.

У співавторстві зі співробітниками ДП “Науканафтогаз” (Башкиров Г.Л., Вакарчук С.Г.) та КНУ імені Тараса Шевченка (Карпенко О.М.) розроблено нову методику визначення вмісту органічного вуглецю в розрізах свердловин за даними типового комплексу методів промислової геофізики. Аналіз методик інтерпретації даних ГДС, які були раніше розроблені спеціально для діагностики газосланцевих товщ, дозволив виявити загальні закономірності та особливості петрофізичної моделі гірської породи із підвищеним вмістом пелітової фракції та ОР. Особливістю таких методик є врахування додаткової компоненти, яка раніше не розглядалась при традиційній інтерпретації при вивченні колекторів нафти і газу, а саме – наявність твердої органічної речовини (керогену). Без визначення вмісту та властивостей керогену неможлива оцінка газогенеруючих сланцевих товщ та їх колекторських характеристик.

Принципова можливість створення такої моделі та розробка на її основі методики інтерпретації даних ГДС базується на відмінностях петрофізичних характеристик органічної речовини від характеристик інших компонентів породи. До них відносяться в першу чергу акустичні властивості (інтервальний час проходження повздовжньої хвилі), потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, питомий вміст водню в твердій частині ОР, питомий електричний опір керогену, густина твердої частини ОР.

Дослідження, результати яких частково наведені у попередньому розділі, свідчать про суттєву залежність перерахованих характеристик від ступеня органічної зрілості та типу керогену. Складності всіх існуючих методик інтерпретації

в першу чергу обумовлені дефіцитом достовірної інформації про стан керогену, тип органічної речовини у породах, що вивчаються, за відсутності кернових даних. Тому важливою задачею було розробити способи уточнення петрофізичних характеристик ОР, які в інтерпретаційних рівняннях виконують функцію петрофізичних констант.

Розглянемо особливості петрофізичної моделі газосланцевої товщі. Важливими є форми знаходження, розподіл в породі та взаємовідносини органічної складової (керогену) з іншими компонентами породи. Приймаємо, що зріла ОР в теригенній породі складається з 4 основних компонентів – власно твердої частини (керогену), пустотного простору (пористості), флюїдів (пластової або зв'язаної води) і природного газу. Вода і газ знаходяться в поровому просторі ОР. За даними К. Пассі пустотний простір у вигляді мікропор самої породи і глинистої фракції заповнений лише зв'язаною водою, яка є нерухомою та залишається в породі навіть за суттєвих катагенетичних перетвореннях глинистих верств. Величина пористості органічної речовини $K_{p.org}$ залежить від ступеня зрілості ОР. Зазвичай вона дорівнює/досягає 0,4–0,5 (дані К. Пассі). Вміст природного газу у поровому просторі керогену змінюється від 0 до 0,8–0,9; що також контролюється ступенем катагенетичного перетворення ОР.

Принцип побудови системи рівнянь фізико-геологічних моделей (ФГМ), що зв'язують геофізичні та геологічні параметри з компонентним складом порід, який отримав назву детерміністського підходу, описано у роботі [84]. Основною перевагою детерміністського підходу є можливість створення універсальних методик і на їх основі – програм геологічної інтерпретації даних ГДС на ЕОМ, а також скорочення об'ємів відбору і аналізів кернового матеріалу, які будуть відігравати роль лише функції контролю і отримання вихідних петрофізичних залежностей або коефіцієнтів ФГМ. Слід погодитись з висновками авторів робіт [128, 142], що використання статистичних прийомів не виключає, а доповнює детерміністські прийоми інтерпретації, які повинні залишатись основними. За-

пропоновані в даній роботі ФГМ окремих геофізичних методів для розрізів сведловин, представлених газосланцевими верствами, якраз і об'єднують вказані детерміністські й статистичні підходи.

Головним недоліком, що обмежує використання сучасних методик інтерпретації даних ГДС у газосланцевих товщах, є спрощене уявлення про геологічне середовище, в якому є дві основні компоненти з точки зору електропровідності. Тверда матриця + скелет глинистої складової + тверда частина органічної речовини + вільний та адсорбований природний газ вважаються діелектриками, що не проводять електричний струм. Лише мінералізована пластова вода є єдиним середовищем, яке є провідником електричного струму, тобто її присутність, кількість та властивості визначають величину питомого електричного опору породи. Окрім того, підвищений вміст вільного газу в зоні проникнення газоносних порід-колекторів приводить до збільшення питомого позірною електричного опору на діаграмах електричних методів (наприклад, БК), що на перерахованих діаграмах-результатах методик інтерпретації відбивається аномаліями, аналогічними сланцевим товщам з високим вмістом органічного вуглецю. Тобто, навпроти пластів-колекторів підвищений вміст газу в зоні насичення помилково інтерпретується як збільшення вмісту ОР за результатами методик, у яких використовуються значення позірною електричного опору. Взагалі, методика інтерпретації даних ГДС $\Delta \log R$ для визначення вмісту органічного вуглецю (К. Пассі та ін. 1990 р.) досить ефективна під час досліджень власне сланцевих об'єктів, у яких вся товща представлена породами із підвищеним вмістом глинистого матеріалу з відсутністю вільного газу в поровому просторі зони проникнення пластів за виключенням частини пор власне ОР. Тому був обраний інший підхід, який використовує дані неелектричних методів з обмеженим радіусом досліджень. При використанні системи петрофізичних рівнянь враховується відмінність кожної основної компоненти гірської породи (у тому числі твердої органічної речовини) за комплексом петрофізичних ознак.

Для газосланцевої товщі запропоновані наступні петрофізичні рівняння:

1. Модель інтервального часу породи. В основу покладено рівняння «середнього часу» Віллі-Грегорі, яке дозволяє описувати породи із задовільною кількістю компонентів. В ньому в лівій частини наведена величина інтервального часу повздожньої акустичної хвилі в породі ΔT , що реєструється під час проведення ультразвукового акустичного каротажу (3.10).

$$\begin{aligned} \Delta T = & \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_{гл} - K_{орг} \cdot (1 + K_{п.орг}) - K_{п}) + \Delta T_{в} \cdot K_{п} + \Delta T_{в} \cdot K_{орг} \cdot \\ & K_{п.орг} \cdot (1 - K_{г.орг}) + \Delta T_{газ} \cdot K_{г.орг} \cdot K_{п.орг} \cdot K_{орг} + \Delta T_{гл.ск} \cdot K_{гл} + \\ & \Delta T_{орг.ск} \cdot K_{орг}, \end{aligned} \quad (3.10)$$

де $\Delta T_{ск}$ – величина інтервального часу в скелеті гірської породи; $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості; $K_{п}$ – коефіцієнт пористості породи без врахування пористості ОР; $K_{орг}$ – об'ємний вміст твердої частини ОР в породі; $K_{п.орг}$ – величина пористості ОР; $\Delta T_{в}$ – величина інтервального часу поздовжньої хвилі в пластовій воді; $\Delta T_{газ}$ – величина інтервального часу в вільному природному газі порового простору ОР; $K_{г.орг}$ – коефіцієнт газонасичення порового простору керогену; $\Delta T_{гл.ск}$ – величина інтервального часу в твердій частині глинистої компоненти породи; $\Delta T_{орг.ск}$ – величина інтервального часу в твердій частині ОР породи.

Нами штучно було розділено пустотний простір на дві складові – $K_{п}$ і $K_{п.орг}$. Це було зроблено для того, щоб після функціональних перетворень виразу (3.10) залишити його у вигляді поліному першого порядку (лінійного рівняння), в якому будуть відокремлені невідомі – шукані величини $K_{п}$, $K_{орг}$ і $K_{гл}$.

2. Модель нейтронної пористості (водневмісту) породи. Використане відоме лінійне рівняння для пористої породи, яке застосовується при інтерпретації даних нейтронних методів каротажу [34, 84]. До нього додано додаткову компоненту – ОР та її складові (3.11):

$$\omega_{п} = K_{п} + \omega_{гл} \cdot K_{гл} + \omega_{орг.ск} \cdot K_{орг} + K_{орг} \cdot K_{п.орг} \cdot (1 - K_{г.орг}), \quad (3.11)$$

де $\omega_{\text{п}}$ – питомий вміст водню (нейтронна пористість) гірської породи за даними нейтрон-нейтронного або нейтронного гамма-каротажу; $\omega_{\text{гл}}$ – питомий вміст водню твердої частини глинистої компоненти породи (хімічно зв'язана вода); $\omega_{\text{орг.ск}}$ – питомий вміст водню твердої частини органічної речовини (керогену).

3. Модель густини гірської породи. До петрофізичних особливостей газослапцевих верств відносять суттєву диференціацію густини відкладів залежно від вмісту органічної речовини. Як відомо, густина керогену суттєво менше за густину мінеральної складової теригенної породи. Ця діагностична ознака покладена в основу створення петрогустинної моделі гірських порід із підвищеним вмістом ОР (3.12):

$$\sigma_{\text{п}} = \sigma_{\text{мін}} \cdot (1 - K_{\text{п}} - K_{\text{гл}} - K_{\text{орг}} \cdot (1 + K_{\text{п.орг}})) + \sigma_{\text{в}} \cdot (K_{\text{п}} + K_{\text{орг}} \cdot K_{\text{п.орг}} \cdot (1 - K_{\text{г.орг}})) + \sigma_{\text{газ}} \cdot K_{\text{орг}} \cdot K_{\text{п.орг}} \cdot K_{\text{г.орг}} + \sigma_{\text{орг.ск}} \cdot K_{\text{орг}} + \sigma_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}, \quad (3.12)$$

де $\sigma_{\text{п}}$ – густина гірської породи, визначена за даними щільнісного гамма-гамма каротажу (ГГК-Щ), $\sigma_{\text{в}}$ – густина пластової води; $\sigma_{\text{газ}}$ – густина природного газу, $\sigma_{\text{орг.ск}}$ – густина твердої частини органічної речовини.

Слід зазначити, що петрогустинні характеристики окремих складових моделі визначаються або за апріорними даними, або за спеціальними способами, про що буде наведено нижче.

4. Модель потужності експозиційної дози природного гамма-випромінювання. Вона сформована на основі припущення про адитивний внесок природної радіоактивності кожної компоненти в формування загального сигналу від гірської породи, що реєструється при проведенні гамма-каротажу.

$$I_{\gamma} = I_{\gamma.\text{мін}} \cdot (1 - K_{\text{гл}} - K_{\text{орг}} \cdot (1 + K_{\text{п.орг}}) - K_{\text{п}}) + I_{\gamma.\text{мак}} \cdot K_{\text{гл}} + I_{\gamma.\text{орг}} \cdot K_{\text{орг}}, \quad (3.13)$$

де $I\gamma$ – сумарна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, зареєстрована при проведенні гамма-каротажу; $I\gamma. min$ – мінімальна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, яка є характерною для неглинистої породи з мінімальним вмістом ОР; $I\gamma. max$ – максимальна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, яка спостерігатиметься напроти "чистого" глинистого пласта з мінімальним вмістом ОР; $I\gamma. орг$ – потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання твердої частини ОР (керогену). В рівнянні 3.13 не розглядається питомий внесок гамма-радіоактивності від пластової води і природного газу. Вважаємо, що цей внесок настільки малий, що їм можна нехтувати при реалізації моделі потужності експозиційної дози природного гамма-випромінювання з метою діагностики керогеновмісних порід.

На основі описаних вище фізико-геологічних моделей запропоновано використання системи з трьох рівнянь, відповідно кількість невідомих також повинна дорівнювати 3. До шуканих невідомих відносимо: $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості; K_p – коефіцієнт пористості породи без урахування пористості ОР; $K_{орг}$ – об'ємний вміст твердої частини ОР в породі. Таким чином, з'являється можливість вибирати систему з трьох рівнянь залежно від наявних геофізичних даних (методів досліджень). Нажаль, на даний час в комплексі геофізичних досліджень свердловин в Україні доволі рідко зустрічається метод ГГК-Щ. Відповідно, обмежується використання інтерпретаційного рівняння (3.12).

Після функціональних перетворень петрофізичних рівнянь (3.10–3.13) отримані оптимізовані рівняння, до яких можна застосовувати стандартні математичні процедури і способи розв'язку системи лінійних рівнянь (3.14):

1. $\Delta T = \Delta T_{ск} + K_p \cdot (\Delta T_v - \Delta T_{ск}) + K_{гл} \cdot (\Delta T_{гл.ск} - \Delta T_{ск}) + K_{орг} \cdot (\Delta T_v \cdot K_p.орг \cdot (1 - K_{г.орг}) - \Delta T_{ск} \cdot (1 + K_p.орг) + \Delta T_{газ} \cdot K_{г.орг} \cdot K_p.орг + \Delta T_{орг.ск})$
2. $\omega_n = K_p + K_{гл} \cdot \omega_{гл} + K_{орг} \cdot (\omega_{орг.ск} + K_p.орг \cdot (1 - K_{г.орг}))$

3. $\sigma_n = \sigma_{\min} + Kn \cdot (\sigma_e - \sigma_{\min}) + K_{\text{гл}} \cdot (\sigma_{\text{гл}} - \sigma_{\min}) + K_{\text{орг}} \cdot (\sigma_{\text{орг.ск}} + \sigma_e \cdot Kn \cdot \text{орг} \cdot (1 - K_{\text{г.орг}}) + \sigma_{\text{газ}} \cdot Kn \cdot \text{орг} \cdot K_{\text{г.орг}} - \sigma_{\min} \cdot (1 + Kn \cdot \text{орг}))$
4. $I\gamma = K_{\text{гл}} \cdot (I\gamma_{\text{max}} - I\gamma_{\text{min}}) + K_{\text{орг}} \cdot (I\gamma_{\text{орг}} - I\gamma_{\text{min}} \cdot (1 + Kn \cdot \text{орг})) - Kn \cdot I\gamma_{\text{min}} + I\gamma_{\text{min}}$ (3.14)

Нами був використаний метод Гауса – класичний метод розв’язання системи лінійних алгебраїчних рівнянь (СЛАР). Це метод послідовного виключення змінних, коли за допомогою елементарних перетворень система рівнянь приводиться до рівносильної трикутного виду системи, з якої послідовно, починаючи з останніх (за номером) змінних, знаходяться всі інші змінні.

Визначення окремих петрофізичних коефіцієнтів в інтерпретаційних моделях (3.10–3.13) та системи рівнянь (3.14).

Величина питомого вмісту водню твердої частини ОР в теригенних породах $\omega_{\text{орг.ск}}$. Ця величина суттєво залежить від ступеня катагенетичної зрілості керогену. Визначалась на основі даних по газосланцевих родовищах США за допомогою регресійного аналізу [90]. За результатами статистичного аналізу табличних даних [140] було розраховано рівняння регресії між вмістом органічної речовини і нейтронною пористістю (3.15):

$$\omega_{\text{п}} = 0.5354 + 0.2134 \cdot \log(K_{\text{орг}}), \quad (3.15)$$

n = 112 R=0.62

Наведене вище рівняння дозволяє розрахувати значення питомого водневмісту твердої частини органічної речовини (керогену) за умови $K_{\text{орг}} = 1$. Розрахунок дає результат – 0,75. Отриману величину можна наближено вважати питомим водневмістом керогену за середнім значенням коефіцієнту відбивної здатності вітриніту 0,61.

Інший підхід для оцінки $\omega_{орг.ск}$ полягає у використанні петрофізичних кореляційних залежностей. Якщо відомі характерні значення петрофізичних констант для керогену, то за такими рівняннями можна розрахувати інші параметри ОР. Так, за даними з роботи [140] було встановлено рівняння регресії між густиною та питомим вмістом водню для порід із підвищеним вмістом органічної речовини та глинистої компоненти – рівняння (3.16).

$$\omega_{\text{H}} = -0,046 + 0,86 \cdot Корг - 0,3 \cdot Корг^2, \quad (3.16)$$

$$n = 112 \quad R=0.81$$

Наведене рівняння дозволяє оцінити величину водневмісту керогену за різних значеннях густини останнього. Як відомо, густина керогену тісно пов'язана із ступенем катагенетичної зрілості ОР. Результати розрахунків за рівнянням (3.16):

$$\omega_{орг.ск} = 0,51 \quad \text{за умови – густина ОР дорівнює } 1 \text{ г/см}^3;$$

$$\omega_{орг.ск} = 0,54 \quad \text{за умови – густина ОР дорівнює } 1,1 \text{ г/см}^3;$$

$$\omega_{орг.ск} = 0,55 \quad \text{за умови – густина ОР дорівнює } 1,2 \text{ г/см}^3;$$

Наведені значення є характерними для певних типів керогену, можуть суттєво змінюватись залежно від генезису ОР.

Розглянемо, які значення $\omega_{орг.ск}$ пропонують автори робіт, присвячених вивченню петрофізичних особливостей газосланцевих товщ. В роботі [93] за величини коефіцієнту відбиття вітриніту R_o 0,9 – 1,0 величина водневмісту органічної речовини у середньому дорівнює 0,64. Автори роботи [140] пропонують середнє значення величини $\omega_{орг.ск}$ 0,59, але тут величина R_o більше – 1,0 – 1,1 (більша зрілість керогену).

Таким чином, величина нейтронної пористості (питомого водневмісту) зрілої ОР знаходиться в межах від 0,75 (дані недостатньо статистично достовірні) до 0,51. За умови відсутності представницьких результатів аналітичних досліджень

керну з газосланцевих товщ можна використовувати значення $\omega_{орг.ск} = 0,6$ (величина R_o менше за 1), або 0,5–0,55 – за значеннями R_o більше за 1.

Значення густини органічної речовини $\sigma_{орг.ск}$ у складі керогеновмісної товщі. Численними дослідженнями встановлено факт збільшення густини керогену із збільшенням катагенетичних перетворень ОР. Так, за наведеними табличними значеннями в роботі [165] та текстовою інформацією наводяться значення густини керогену 1,18 – 1,25 г/см³ на ранніх стадіях генерації вуглеводнів. Для головної фази генерації сланцевого газу автори роботи [165] рекомендують значення густини ОР 1,35 г/см³. За наведеними табличними даними роботи [165] побудовано графік залежності та розраховане рівняння регресії – впливу катагенетичної зрілості ОР (через величину R_o) на значення густини керогену, рівняння (3.17).

$$\sigma_{орг.ск} = 0,984 + 0,3297 \cdot R_o, \quad (3.17)$$

$$r = 0,95$$

Таким чином, зазвичай величина густини ОР змінюється в межах від 1,1 до 1,5–1,6 г/см³ на різних стадіях зрілості керогену та генерації вуглеводнів.

Перерахунок ТОС у значення вмісту органічної речовини $K_{орг}$. Більшість спеціальних хімічних аналізів, виконаних при діагностиці зразків керну, відібраного при проходці керогеновмісних товщ, містять значення вагового вмісту $S_{орг}$, або ТОС. Проте, під час реєстрації даних геофізичних досліджень фіксуються параметри фізичних полів, які відображають розподіл об'ємних характеристик порід вдовж стовбура свердловини. Таким чином, досліджувати, або робити спробу встановити прямий зв'язок між показами геофізичних методів і ваговим вмістом органічного вуглецю є некоректною дією. Виконана спроба перевести покази $S_{орг}$, які відображають вміст органічного вуглецю в потенційних керогеновмісних товщах у об'ємну характеристику, яка безпосередньо та суттєво впливає на покази значної частини методів геофізичних досліджень свердловин. Такою характеристикою є об'ємний вміст твердої частини розсіяної в породі органічної речовини $K_{орг}$.

В роботі [165] наведені дані про середні значення параметрів, які характеризують нафтогазоносні сланцеві формації в США (табл. 3.5).

На основі наведених даних були розраховані кореляційні залежності, які дозволяють використовувати результати хімічного аналізу для оцінки вмісту розсіяної органічної речовини в породі (керогену), – рівняння (3.18):

$$\begin{aligned} K_{орг} &= 0.0196 + 2.3976 \cdot TOC_m & r &= 0,98 \\ K_{орг} &= 0.0297 + 2.381 \cdot TOC_v, & r &= 0,996 \end{aligned} \quad (3.18)$$

Таблиця 3.5– Властивості керогену в нафтогазоносних керогеновмісних товщах (за даними [165])

Формація	K_n	TOC_m	HI	Вміст ОР	Тип (зрілість)	TOC_v
Bakken	0,007	0,201	584	0,5	2	0,200
Woodford	0,008	0,066	584	0,207	2	0,065
Gaviota	0,288	0,079	572	0,155	2	0,056
Bakken	0,007	0,121	436	0,323	3	0,120
Bazhenov	0,032	0,047	422	0,137	3	0,045
Bazhenov	0,02	0,028	288	0,085	4a	0,027
Bakken	0,011	0,098	161	0,251	4	0,097
Woodford	0,008	0,089	40	0,247	5	0,088

Таким чином, з використанням рівнянь (3.18) можна перейти від отриманих значень вмісту Корг за результатами інтерпретації даних ГДС в газосланцевих товщах до вмісту органічного вуглецю в породах.

Оцінка потужності експозиційної дози природного гамма-випромінювання від розсіяної органічної речовини в породі Іу.орг. В рівнянні (3.14) є три петрофізичні константи, які слід визначити до проведення власно геологічної інтерпретації промислово-геофізичних даних. На відміну від розглянутих попередньо петрофізичних констант, величини природної гамма-активності, які є характерними для кожної компоненти породи, або відкладів, що вивчаються, як правило, визначають безпосередньо з використанням каротажних діаграм. Так, при

проведенні звичайного гамма-каротажу з подальшою інтерпретацією геофізичних матеріалів визначають мінімальні та максимальні значення I_{γ} . Перші притаманні «чистим», неглинистим породам, другі –глинистим породам з максимальним вмістом глинистого матеріалу, в ідеалі – з 100 % глинистістю. Мінімальне значення радіоактивності повинно відповідати сумі гамма-випромінювання від промивної рідини і гамма-фону приладу ГК за відсутності випромінювання від гірської породи. В нашому випадку слід знати ще й гамма-випромінювання від РОР (керогену).

Розглянемо особливості розподілу гамма-випромінювання в середовищі гірської породи з різним вмістом ОР.

Дослідженнями М.М. Комського і В.Р. Панченка-Городянського, О.Ю. Лукіна, С.О., Мачуліної та І.М. Бабко в ДДЗ виявлено доманікоїдні породи в девонських та кам'яновугільних відкладах. Одна з таких товщ перекриває глинисто-карбонатну нижньовізейську плиту, тобто знаходиться в підшві відкладів ХІІа мікрофауністичного горизонту (МФГ). У розрізі свердловини 2-Рудівська ця товща залягає в інтервалі глибин 5077–5103 м, що відповідає продуктивному горизонту В-23. Потужність доманікоїдної товщі коливається у межах 25–40 м. Вона складена темно-сірими і чорними тонкошаруватими горизонтально-плитчастими кременисто-глинистими породами з прошарками вапняків. Аргіліти тонкодисперсні, однорідні, серед глинистих К-мінералів переважають гідрослюда і монтморилоніт. Вміст піриту досягає 20–30 % що є показником відновлювальних геохімічних умов порівняно глибоководної частини палеобасейну. Товща характеризується підвищеною гамма-радіоактивністю, часто з інтенсивністю від 10 до 50 мкР/год, зумовленою наявністю мінералів урану. У породах зафіксовано високий, порівняно з сусідніми літотипами, вміст органічного вуглецю, кількість якого коливається в середньому в межах 3,5–8,0 %, нерідко перевищуючи 10 %.

Для дослідження в якості еталонних відкладів було обрано Рудівські шари, які стратиграфічно, як було показано вище, відносяться до нижньовізейських

відкладів горизонту В-23. Вказані породи достатньо охарактеризовані керновими даними. Для статистичного аналізу обрано результати визначення вмісту ОР в зразках керну з горизонту В-23 по свердловинах Савінківської, Червонолуцької, Волновахської, Горобіївської, Селюхівської, Південно-Жданівської та Рудівської площ (або родовищ).

На рис. 3.9 наведено гістограму розподілу ймовірностей значень вмісту органічної речовини Корг в глинистих породах рудівських верств на означених площах. Статистичні характеристики розподілу вмісту ОР: середнє $K_{org.sp} = 0,0998$, середньоквадратичне відхилення $\sigma(K_{org}) = 0,0504$. Дослідження показали, що статистичні параметри окремих розподілів Корг в основному несуттєво відрізнялись по перерахованих площах. Також було побудовано розподіл величини природної гамма-активності за даними ГК в окремих свердловинах в межах глинистих пластів горизонту В-23 по деяких площах, у т.ч. по Яблунівському газоконденсатному родовищу. Розподіл ймовірностей значень величини I_{γ} представлений на рис. 3.10. Для статистичного аналізу були обрані лише такі ділянки на кривій ГК, в межах яких крива ПС практично не змінювалась за значеннями різниці потенціалів. Тобто, крива ПС відображала стабільність літологічного складу порід, в першу чергу – величини глинистості. Проте, мінливість гамма-радіоактивності в межах таких інтервалів обумовлена зміною концентрацій радіоактивних елементів, які контролюються величиною Корг.

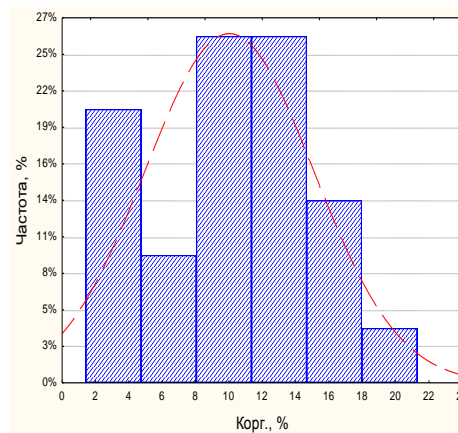


Рис. 3.9– Гістограма розподілу ймовірностей значень вмісту органічної речовини Корг в глинистих породах рудівських верств горизонту В-23

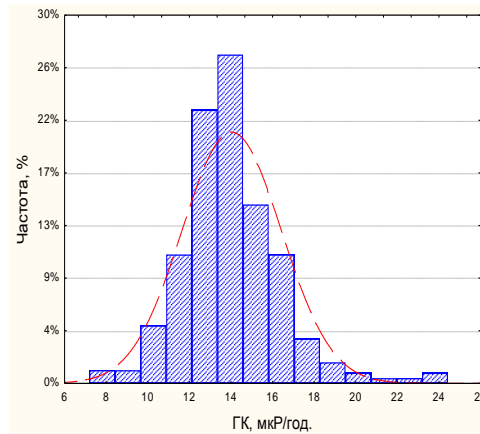


Рис. 3.10– Гістограма розподілу ймовірностей значень I_γ , зареєстрованих напроти глинистих порід горизонту В-23

Статистичні характеристики розподілу ймовірностей величини I_γ : середнє $I_\gamma. \text{cp} = 14$ мкР/год., середньоквадратичне відхилення $\sigma(I_\gamma) = 2,39$ мкР/год. Припустимо, що коливання природної гамма-активності в межах глинистих горизонтів (за умови незмінної величини потенціалів ПС) в основному контролювались мілливністю концентрації радіоактивних елементів (в основному урану), які, в свою чергу, пов'язані з коливанням вмісту ОР.

На основі вищенаведених міркувань можна визначити величину гамма-радіоактивності, яка обумовлена власне РОР (керогеном). Для цього слід поділити середньоквадратичне відхилення коливання I_γ на величину середньоквадратичного відхилення $K_{\text{орг}}$. Отримаємо: $2,39$ мкР/год. / $0,0504 = 47,4$ мкР/год.; округляємо до 48 мкР/год.

Оцінка величини гамма-радіоактивності глинистої компоненти $I_\gamma. \text{max}$ відповідає максимальним показам приладу ГК напроти число глинистого пласта після введення поправок за умови вимірювання. За наявності в глинистих пластах ОР, покази напроти глинистих порід будуть вище, ніж напроти «чистих» глин або аргілітів. Для отримання значення петрофізичного параметра $I_\gamma. \text{max}$ запропонована наступна процедура. В статистичному розподілі вмісту ОР (див. рис. 3.9) визначається співвідношення $K_{\text{орг.ср}}/\sigma(K_{\text{орг}})$. Таким чином встановлюється, на якій відстані від середнього значення $K_{\text{орг.ср}}$ в частках середньоквадратич-

ного відхилення на гістограмі розподілу, величина вмісту ОР практично дорівнює нулю ($9,98/5,04 = 1,98$). Далі визначаємо величину $I\gamma$ від глинистого пласта з мінімальним вмістом ОР: $I\gamma_{\text{ср}} - \sigma(I\gamma) \cdot 1,98 = 9,3$ мкР/год. З урахуванням того, що в глинистих пластах частка пелітової фракції не перевищує 80 %, перераховуємо величину гамма-радіоактивності для пласта «чистих глин»: $9,3$ мкР/год./ $0,8 = 11,6$ мкР/год.

Наведені прийоми оцінок значень петрофізичних коефіцієнтів, необхідних для практичного застосування інтерпретаційних рівнянь, не обмежують використання інших способів. Найбільш точно та достовірно можна визначити петрофізичні коефіцієнти на основі побудови багатомірних регресійних залежностей типу «кern-геофізика» за умови достатньо представницької кількості результатів лабораторних аналізів, у тому числі величини Корг.

Завдяки застосуванню системи лінійних рівнянь та її розв'язку за способом Гаусса досягається отримання точного, одиничного результату – оцінки пористості, глинистості та вмісту органічної речовини. Це є однією з вагомих переваг нового способу. Раніше в систему петрофізичних рівнянь пропонувалось нелінійне рівняння – модель питомого електричного опору (модель Арчі). Розв'язок такої системи завжди дає дуже наближений результат, якій часто не відповідає реальним значенням.

Окрім того, на вплив питомого електричного опору породи сильно впливає величина газо(нафто)насичення незмінної частини пласта (не охопленої проникненням фільтрату промивної рідини при бурінні свердловини).

Описаний та запропонований новий підхід діагностики керогеновмісних гірських порід пройшов успішну апробацію, відповідно до міжнародного досвіду [141, 145], на низці свердловин з перспективних на вуглеводні нетрадиційного типу площ: Керносівської, Комишувахської, Артемівської, Святогірської, Богатойської, Катеринівської, Шандрівської, Орильської, Медвежанської, Тернівської та Дробишівської. У табл. 3.6 наведено порівняльні результати оцінки ТОС

за даними різних способів (К. Пассі – $\Delta\log R_{AK}$, $\Delta\log R_{HГK}$ і новим способом). Видно, що значення вмісту органічного вуглецю за керном (точкові оцінки) і за запропонованим способом краще збігаються, ніж за даними методики $\Delta\log R$.

Таблиця 3.6 – Результати визначення ТОС за даними методики К. Пассі - $\Delta\log R_i$ за допомогою нового способу.

№ свердловини	Глибина, м	Визначення вмісту ТОС, % за способами:			
		За керном	$\Delta\log R_{AK}$	$\Delta\log R_{HГK}$	Новий спосіб
1-Артемівська	3420	3,0	2,5	3,0	3,7
1-Артемівська	3556	3,34	5,0	6,2	3,6
1-Артемівська	3562	3,16	0,8	0,9	3,8
1-Керносівська	3469	7,9	3,0	2,0	5,8
1-Керносівська	3475	6,9	2,0	4,0	8,0

Висновки. Розроблено нову методику/спосіб визначення вмісту керогену в розрізі свердловин за типовим комплексом даних каротажу. Проаналізовано основні засади, на яких побудовано найбільш відомі та популярні в свій час способи та методики оцінки вмісту органічної речовини за даними ГДС у гірських породах, як правило, з підвищеним вмістом глинистої компоненти. Зроблено висновок, що всі методики мають недоліки, які заважають проводити достовірні розрахунки параметра в умовах неоднорідних за літологічним складом розрізів свердловин. Окрім того, на результати використання найбільш популярної методики $\Delta\log R$ суттєво впливають коливання питомого електричного опору, обумовлені літологічними особливостями чи газонасиченням порового простору окремих шарів гірських порід. Запропоновано новий підхід для ідентифікації керогеновмісних порід за даними неелектричних методів каротажу. Нова методика, яка оснований на використанні системи лінійних петрофізичних рівнянь, дозволяє успішно визначати вміст органічної речовини, коефіцієнти пористості і глинистості гірських порід. У майбутньому вдосконалення цієї методики пов'язане з розробкою прийомів налаштування петрофізичних коефіцієнтів з мінімальним використанням результатів лабораторних вимірювань на керновому матеріалі.

РОЗДІЛ 4. НАФТОГАЗОГЕНЕРУЮЧІ ТОВЩИ ПІВДЕННОЇ ПРИБОРТОВОЇ ЧАСТИНИ ДДЗ

4.1. Аналіз попередніх досліджень формацій із підвищеним вмістом керогену в ДДЗ.

В результаті попередніх досліджень було виділено численну кількість товщ, багатих на органічну компоненту, в розрізі девону та карбону ДДЗ та складчастого Донбасу.

Девонська товща верхньофранського горизонту представлена семилуцькою світою (C_3fr_3sm), утворена чорними бітумінозними кременистими аргілітами, що тонкоперешаровуються з чорними карбонатними породами з вмістом $C_{орг}$ до 3% [79]. Згідно з іншими авторами, цей же горизонт представлений лоївською світою із сапропельовим типом керогену та вмістом $C_{орг}$ до 10% [2, 22]. Девонський верхньофранський горизонт, представлений воронезькою світою (C_3fr_2vr), утворений глинистими сланцевими літофаціями, що тонкоперешаровуються з чорними глинисто-карбонатними літофаціями із середнім вмістом ТОСв межах 0,65–1,5% (до 2,95%) [22]. Нижньофаменський горизонт (D_3fm_1zd-el) лежить між двома девонськими соляними товщами і представлений глинистими сланцюватими породами, що тонкоперешаровуються з чорними мергелями і чорними вапняками з високим вмістом керогену, здатного до нафтогенерації [2]. Міжсолява керогеновмісна світа охарактеризована в іншому дослідженні, де вказується II тип керогену з ТОС 3–4% [153]. Інша глиниста сланцева товща, збагачена органічною складовою, залягає на нижній соленосній девонській формації D_3fm_3oz-hv з вмістом ТОС в межах 0,16–0,84%; її товщина варіює від 3 до 20 м [79]. Середній вміст $C_{орг}$ в девонських (D_3fm_1oz-hv) зразках становить 0,7% згідно з аналізами п'яти зразків керну зі свердловин північно-західної частини ДДЗ [65]. Згідно інших досліджень, термально незрілі девонські зразки містять 0,4–2,4% $C_{орг}$ (в середньому 1,2%) і кероген III-II типу. Висновок попередніх авторів

досить скептичний щодо впливу нафтогазогенеруючих товщ девону на нафтову систему ДДз через низький генераційний потенціал зразків (ТОС 0,8–1,5%) [136]. Детальний опис порід девону в розрізі розвідувальної свердловини Зачепилівська-412 опубліковано в одному комплексному дослідженні [63, 64]:

- озерсько-хованська (D_3fm_{1oz-hv}) світа теригенних сланців, які були сформовані в субконтинентальних седиментаційних умовах, збагачена ОР наземного походження;

- міжсольова товща, що корелює за попередніми дослідженнями з задонсько-єлецьким горизонтом, представлена карбонатними та теригенними літофаціями: темно-сірі аргіліти перешаровуються з алевролітами і вапняками з морською фауною;

- найменш вивчену "підсольову" товщу дослідники корелюють з немилуцькою світою (C_3fr_3sm) пізнього франського віку. Товща представлена темно-сірими вапняками з пластами аргілітів в нижній частині та незначним вмістом туфогенних порід різних кольорів. Загальна товщина сягає 60 м.

Попередні дослідження виділяють та описують в нижньотурнейській товщі (C_1tb) органічно-збагачений горизонт, утворений чорними кременистими сланцями із вмістом C_{org} 1,7–1,99%, товщиною до 2 м, та інший горизонт в верхньотурнейській товщі (C_1tc - C_1td), утворений чорними карбонатними сланцями з ТОС до 5,1%, товщиною 0,3–0,7 м [22]. Протягом турнейського і нижньовізейського часу в ДДз були сприятливі палеокліматичні умови навколишнього середовища для утворення біогермів та накопиченню карбонатних порід [8]. Турнейські нафтогазоматеринські породи вміщують близько 2,0% C_{org} ; тут кероген здатний до генерації рідких ВВ. Турнейські породи характеризуються високими показниками співвідношення ТОС/S (вміст C_{org} до вмісту сірки), що вказує на низький вміст кисню та аноксидні умови в басейні в турнейський час [136]. В північно-західній частині ДДз нижньовізейські (В-25–В-26) і турнейські (Т-1–Т-5) трансгресивні секвенції представлені чорними глинистими сланцями з тонкими кар-

бонатними прошарками, піщано-глинистими шарами і прошарками мергелів і вапняків. Чорносланцеві товщі вміщують 2–3% $C_{\text{орг}}$, рідше до 5–6%, а тонкі вуглисті шари містять наземну та морську органічну речовину з керогеном II-III типу [37].

Велика кількість досліджень присвячена верхньовізейському горизонту В-23 (рудівські шари), який характеризується високим потенціалом генерації ВВ і відомий на більшій частині ДДз [52–59, 133, 135, 146]. Рудівські шари складені чорними глинисто-кременистими породами, що тонкоперешаровуються з кременистими та карбонатними шарами із вмістом $C_{\text{орг}}$ в межах 3,5–8,0% (до 13,6%), їх товщина коливається в межах 10–65 м [133, 135, 136, 146]. Рудівські шари характеризуються II типом керогену ($\sim 270\text{--}300 \text{ мгНС}^{-1}\text{ТОС}$) з високим потенціалом генерації нафти і газу [133, 135, 136, 146]. Ще одна збагачена ОР товща глинистих сланців відповідає продуктивному горизонту В-22 з вмістом $C_{\text{орг}}$ в межах 1,0–4,2% і водневим індексом 50–100 г $\text{мгНС}^{-1}\text{ТОС}$ [136].

Нижньовізейська стильська світа ($C_{1}^{ve_{1-2}}$) представлена чорними кременистими мергелями і глинистими сланцями із середнім вмістом $C_{\text{орг}}$ 1,9–5,8% (до 6,5%), товщина її варіює в межах від 5 до 40 м, збільшується з північного заходу на південний-схід, де широко розвинена в межах складчастого Донбасу [54, 66]. Всі інші верхньовізейські продуктивні горизонти (В-21–В-14) представлені чергуванням трансгресивних і регресивних послідовностей, в основному представлені пісковиками і алевролітами, глинисто-піщанистими сланцями з вмістом $C_{\text{орг}}$ 2,3–4% і III типом керогену [63, 64, 136]. Верхньовізейські трансгресивні секвенції В-22–В-16 в розрізі свердловини Рудівська-2 характеризуються вмістом $C_{\text{орг}}$ в межах 2,1–3,8% і значеннями водневого індексу 75–195 $\text{мг НС}^{-1}\text{ТОС}$ [133, 135, 139].

Здатні генерувати рідких ВВ, нижньосерпуховські нафтогазоматеринські породи з вмістом $C_{\text{орг}}$ близько 5% і значенням водневого індексу до 290 $\text{мгНС}^{-1}\text{ТОС}$ були ідентифіковані в горизонтах С-22–С-23. Окрім того, сапропелеве вугілля і керогеновмісні сланці присутні в нижньосерпуховських горизонтах з ТОС

до 6,7–7,6%, з високим водневим індексом HI_{267} до 365 $mgHC^{-1}TOC$. Верхньосерпуховські сланці містять від 0,8% до 2,7% TOC і мають відносно низький водневий індекс (70–100, зрідка понад 150 $mgHC^{-1}TOC$). Верхньосерпуховські горизонти С-3–С-5 містять темні вапняки (з 0,5% TOC), сланцевий прошарок з 2,0% TOC і водневим індексом $\sim 100 mgHC^{-1}TOC$; інший 2–3 метровий чорний карбонатний горизонт з вмістом TOC від 5,4% до 15,8%, значенням HI 460–530 $mgHC^{-1}TOC$, класифікований як кероген "чорного сланцю", здатний генерувати рідкі вуглеводні з II типом керогену та вмістом карбонатного матеріалу до 33% і вмістом сірки 0,9–2,5% [133, 135, 136, 139]. За даними Вакарчука С.Г. [11] вміст C_{org} у карбонатних породах башкирської карбонатної плити (Б-10) змінюється від 0,1 до 2,5 %, у супутніх глинистих породах – від 0,5 до 5,2 %. Вміст C_{org} закономірно збільшується від бортів до центральних частин западини. У цьому ж напрямку змінюється і тип органічної речовини – від сапропелево-гумусового до гумусово-сапропелевого і навіть до переважно сапропелевого. У фаціальному відношенні найбільші концентрації C_{org} характерні для відкритої басейнової зони, де вміст OR в глинистих різновидах у середньому, як правило, перевищує 1,5–2,0 %, а в окремих випадках сягає 4,5–5,2 %. Тут у складі органічної речовини переважають сапропеліти та гумміто-сапропеліти. У межах шельфової зони вміст C_{org} у середньому в карбонатних породах змінюється від 0,4 до 1,3 %, у глинистих – від 0,8 до 1,8 %. Тип органічної речовини – гумусово-сапропелевий (II–I типи). В межах лагунної фаціальної зони переважає сапропелево-гумусовий тип органічної речовини (III–II типи). Вміст C_{org} у карбонатних породах цієї зони в середньому не перевищує 0,5–0,6 %, а в глинистих – 0,9–1,1 %.

Середньокам'яновугільні (башкирський і московський яруси) трансгресивні секвенції мають середній TOC близько 1,0–1,5% з VI зазвичай нижче 150 $mgHC^{-1}TOC$ [133, 135, 136, 139]. В розрізі башкирського і московського ярусів є численні вугільні пласти товщиною 0,5–1,0 м в межах ДДз і Донбасу. Сумарна товщина башкирських і московських вугільних пластів сягає більше 20 м.

Методи досліджень. Літофаціальний аналіз керогеновмісних порід був виконаний автором з використанням 240 шліфів і аншліфів та численних описів кернового матеріалу. Протягом роботи зі зразками керогеновмісних порід та вугілля автором було зроблено 2000 мікробображень за допомогою металографічного та поляризаційного (Micros Austria MC-300) оптичних мікроскопів в лабораторіях кафедр геології родовищ корисних копалин та геології нафти і газу ННІ "Інститут геології" КНУ імені Тараса Шевченка.

Мікробображення. Ідентифікацію мацералів було виконано на основі затверджених міжнародних класифікацій, результатів попередніх досліджень ДДз та завдяки численным консультаціям з Івановою А.В. та Зайцевою Л.Б. (ІГН НАНУ) [51, 67, 94, 95, 161]. Наведено приклад порівняння зразків з ДДз із зразками Атласу петрографії вугілля Національної геологічної служби США USGS (рис.4.1).

Згідно прийнятих принципів секвентної стратиграфії та обраної техніки визначення вмісту органічної компоненти в трансгресивних товщах було проінтерпретовано близько 400 каротажних кривих разом з результатами петрофізичних і геохімічних лабораторних аналізів керну та пластових флюїдів, з описами кернового матеріалу з більш ніж 45 свердловин, якими розкриті розрізи XIII і XIV МФГ в межах північно-західного сегменту південної прибортової зони ДДз. Просторовий розподіл керогеновмісних порід в межах центрального та південно-східного сегменту південної прибортової зони ДДз виконувався з використанням каротажних даних 53 свердловин. Були використані результати попередніх досліджень [77]. Оцінка ТОС була виконана за допомогою інтерпретації каротажних даних за методикою, розробленою автором роботи спільно зі співавторами (див.розділ 3) [34, 43] та методикою $\Delta \log R$ [84]. Використовувались покази методів ГК, НГК, АК і ГГК-Щ для оцінки ТОС в керогеновмісних фаціях. Методика визначає ТОС доволі точно з похибкою в 1–2% в різних типах літофацій. Неповний набір каротажних даних або данні неналежної якості спостерігалися в біль-

шості свердловин, пробурених в 70–80-х роках. Відповідно до наявних каротажних даних, вміст органічної компоненти оцінювався з використанням $\Delta\log R$ методу, який використовує дані акустичного каротажу і БК, або “нейтронного пористості” і БК [84]. Проте техніка $\Delta\log R$ не допомагає оцінити ТОС в карбонатних літофаціях через дуже високі значення питомого електричного опору. Отримані результати дозволили співвіднести вивчені літофації з тими ж одновіковими органічно-збагаченими породами в межах північно-західної частини басейну ДДз і корелювати їхні геохімічні параметри та генераційний потенціал. В межах північно-західної частини ДДз раніше були виконані комплексні дослідження інших дослідницьких груп [133, 135, 136, 139].

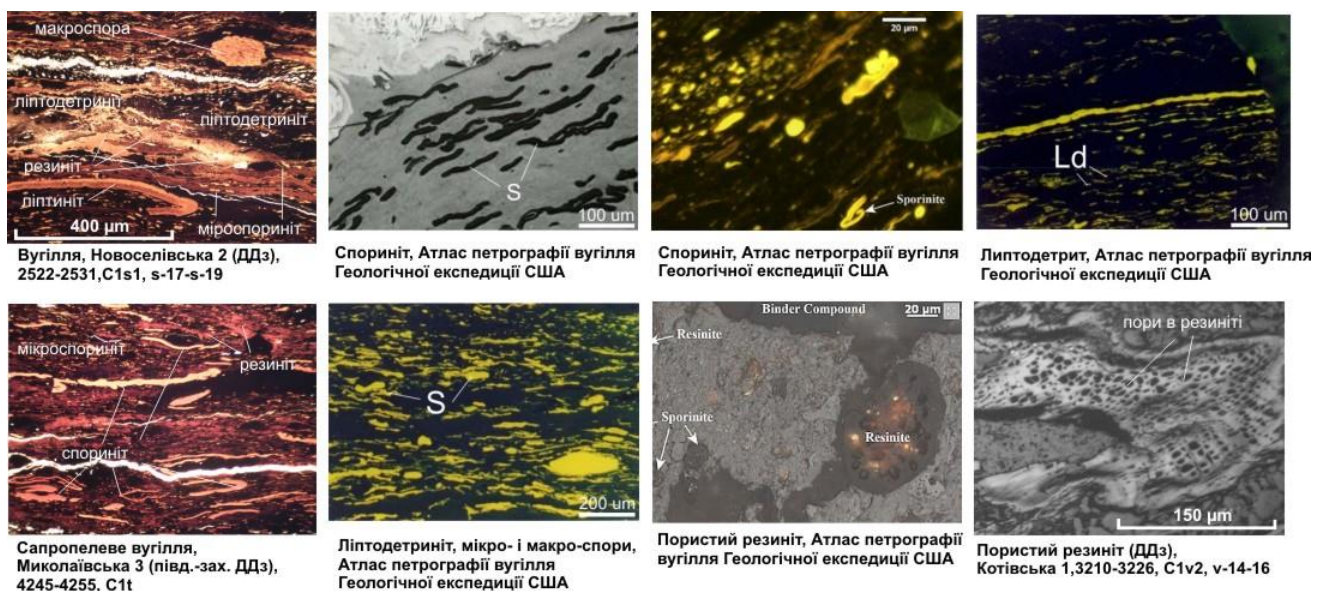


Рисунок 4.1 – Ідентифікація мацералів ліптиніту, які відповідають II типу керогену здатного генерувати рідкі високомолекулярні вуглеводні. Порівняння зразків з ДДз зі зразками в Атласі петрографії вугілля Національної геологічної служби США (USGS) [95].

4.2. Керогеновімісні породи та основні нафтогазоматеринські товщі південної прибортової зони ДДз.

Девонські відклади в межах області досліджень складаються з п'яти літолого-стратиграфічних товщ: підсольової, нижньої соленосної, міжсольової, верхньої соленосної і надсольової. Девонські відклади слабо вивчені бурінням у порівнянні з розрізом карбону. Існує суттєвий дефіцит каротажних даних, зразків керну й попередніх системних досліджень девону в межах досліджуваної території. Існує декілька десятків свердловин, які розкривають розріз надсольової та міжсольової товщ девону та декілька свердловин, що досягають підсольової товщі. Міжсольова та підсольова товщі девону в межах Зачепилівсько-Левенцівського валу знаходяться на відносно невеликих глибинах (3,5–5,0 км), тому декілька параметричних, пошукових і розвідувальних свердловин надали дуже корисну інформацію щодо глибоких девонських відкладів.

Підсольова товща девону представлена верхньофранським семилуцьким (D_3fr_3sm) та воронезьким горизонтом (D_3fr_3vr); останній виділяється в ДДз, як руднянська світа (D_3fr_3rd). Руднянська світа добре вивчена в північно-західній частині ДДз і в далекій північно-західній частині досліджуваної території уздовж південного борту. Вона складена перешаруванням сірих до темно сірих глинистих і неглинистих вапняків з аргілітами та мергелями з високою бітумінозністю [57, 79]. Підсольова товща D_3fr_3vr в центральній частині досліджуваної території розкрита лише декількома глибокими пошуково-розвідувальними свердловинами. За наявними даними D_3fr_3vr має високий потенціал щодо генерації вуглеводнів; відклади представлені чорними бітумінозними пісковиками, алевролітами, мергелями та вапняками, багатими на органічні рештки аргілітами з високим вмістом піриту та вітриніту. За результатами інтерпретації каротажу (рис.4.2), в розрізі св. Зачепилівська-412 (інтервал 4180–4230 м) було виділено товщу порід, що залягає на кристалічному фундаменті з ТОС до 3–4%. Аналогічна високорадіоактивна товща простежується в свердловинах Сагайдакська-

407 (інтервал 4930–5050 м), Михайлівська-100, Шедіївська-486 (інтервал 5150–5230 м). Хоменко В.А. виділяє подібну товщу на Остапівсько-Білоцерківській, Великобогочанській, Петрівцівській, Тернавщинській та Колайдинцівській площах. Отже можна зробити висновок щодо дуже широкого латерального простягання руднянської нафтогазогенеруючої світи в межах південної прибортової зони ДДЗ.

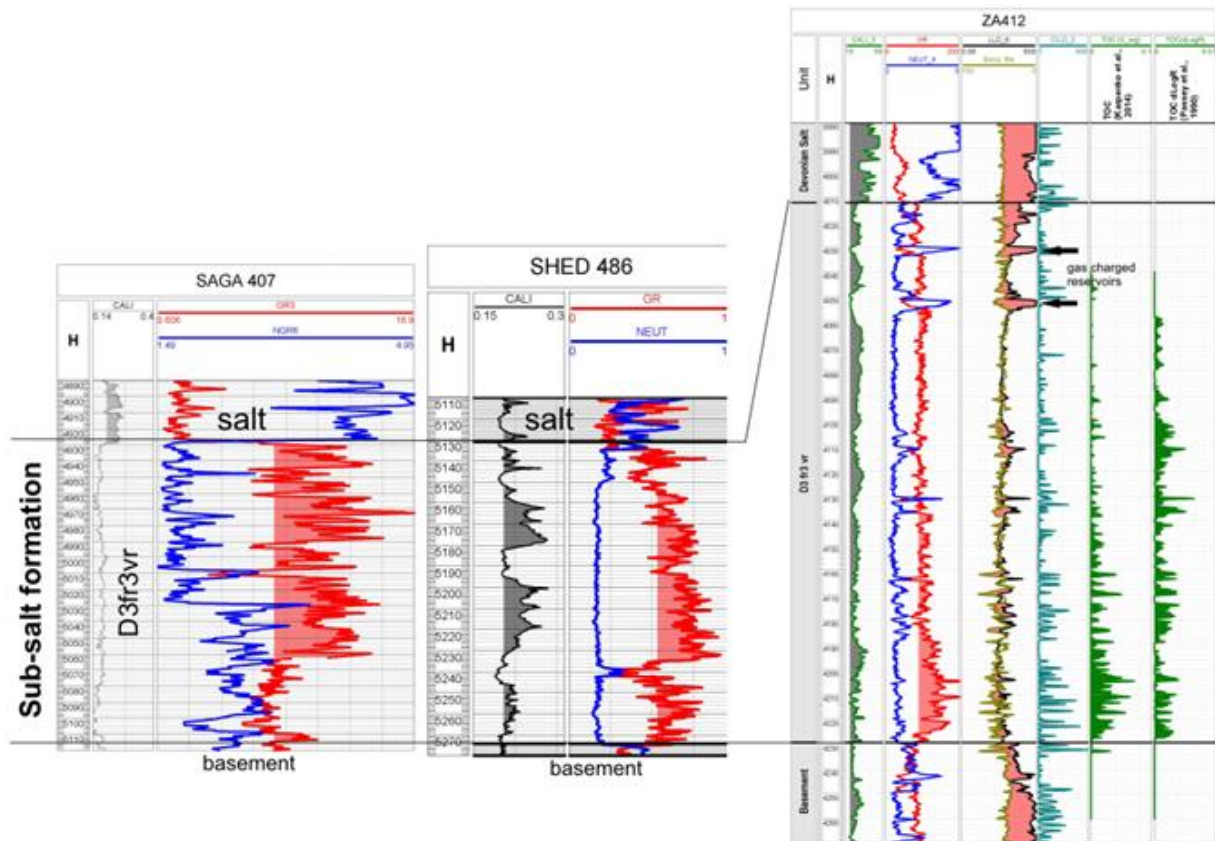


Рисунок 4.2 – Кореляція підсольової товщі девону, представлена рудківською світою (воронезький горизонт D_{3fr3vr}), свердловини Сагайдакська-407 – Шедіївська-486 – Зачепилівська-412. В розрізі св. Зачепилівська-412 розраховано вміст органічного вуглецю (ТОС) за різними методиками [34, 84].

В північно-західній частині ДДЗ підсольова товща девону включає декілька формацій, які характеризуються підвищеним вмістом ОР та високим потенціалом генерації ВВ. Середньодевонський єйфельський ярус корелюється з грибовською світою (D_{2ef1hr}), яка зустрічається тільки в північно-західній частині

ДДз. Досліджені зразки порід з свердловини Грибово-Рудня-217 в північно-західній частині басейну містять високу концентрацію збереженої ОР (рис.4.3). Породи представлені аргілітами, вміст органічної речовини може становити до 15–25%, вміст піриту (халькопіриту) до 10%. На відміну від південної прибортової зони ДДз, в північно-західній частині ДДз середній франський ярус девону включає значно ширший спектр стратиграфічних горизонтів. Пошукова свердловина Мринська-210 розкрила розріз лоєвської світи (D₃fr₂lv); зразки представлені бітумінозними глинистими сильнопіритизованими пісковиками. Досліджувані зразки містять аномально високу щільність незаповнених природних тріщин шириною до 0,4 мм.

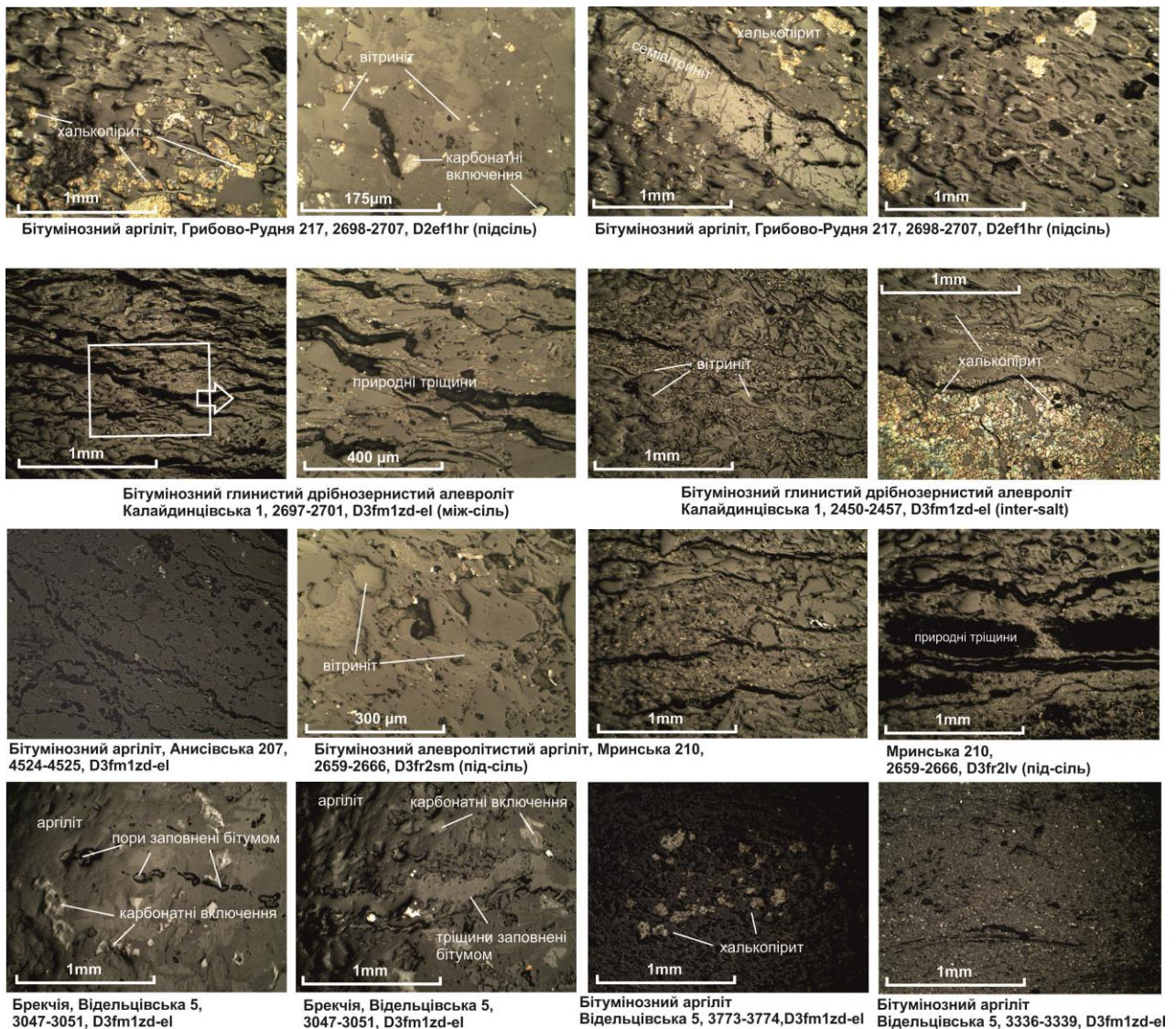


Рисунок 4.3– Мікрозображення керогеновмісних порід міжсольової та надсольової товщ девону в межах північно-західної частини ДДз. Мікрозображення отримані та досліджені автором

Міжсольова товща девону утворена поєднанням *задонського та елецького горизонтів* (D_3fm_1zd-el); в літологічному відношенні це перешарування пісковиків і конгломератів, рідше алевролітів, гравелітів, аргілітів, ефузивів і вапняків. D_3fm_1zd і D_3fm_1el можна розділити на дві літо-секції: в основі лежать глинисті карбонатні літофації, їх перекриває теригенна літофаціальна секція. Міжсольова товща включає в себе керогеновмісні літофації, включаючи бітумінозні карбонати і пісковики, конгломерати, алевроліти, аргіліти та вапняки. Колектори в основному представлені аркозовими кварцовими пісковиками з незначною часткою польових шпатів з пористістю 5–27%. Товщини міжсольової товщі сягають 1500 м. Міжсольова товща девону в розвідувальній свердловині Котівська-1 сягає товщини більше 500 м; зразки керну представлені глинистими дрібнозернистими пісковиками із незначним вмістом вітриніту, глинистими алевролітами з піритизованим вітринітом, з тріщинами, заповненими бітумом (рис.4.4). Товщина міжсольової товщі на Новомиколаївській площі сягає 900 м. Широкий спектр літофацій включає різнозернисті пісковики різного складу, щільні тріщинуваті мергелі та чорні вуглисті аргіліти з численними пластами вугілля. В розрізі свердловини Новомиколаївська-23 нараховано близько 40 вуглистих та вугільних шарів товщиною 2–5 м (інтервал глибин 4200–4600 м). На Новомиколаївській площі (св.23) було отримано слабе виділення газу зі щільних газонасичених пісковиків нижньої частини міжсольової товщі (4840–4850 м). На Сагайдацькій площі товщина міжсольової товщі сягає 100 м. Вона характеризується високою радіоактивністю (індикатор підвищеного ТОС). Схожий розріз міжсольової товщі спостерігається в свердловині Кременівська-4 (інт.4290–4330м) з аномально низькою швидкістю проходження акустичних хвиль і аномально ни-

зким електричним опором. Імовірно, товща представлена водонасиченими сильнотріщинуватими бітумінозними пісковиками, аналог яких зустрічається на Колайдинцівській площі (рис.4.3, зразки св.Колайдинцівсьа-1, інт. 2697–2701м).

В північно-західній частині ДДз міжсольова товща девону включає дуже широкий спектр керогеновмісних фацій. Для прикладу наведемо зразки брекчій, утворених виключно глинистими та глинисто-карбонатними аргілітами з уламками вапняків з широкими природніми тріщинами, заповненими твердими бітумами (рис. 4.3, св.Ведильцівська-5), бітумінозними сильнопіритизованими аргілітами (зразки св.Анісівська-207 та св.Ведильцівська-5, рис.4.3), бітумінозними сильнопіритизованими глинистими дрібнозернистими пісковиками з включеннями халькопіриту (0,3–6,0мм) та високою концентрацією незаповнених природніх тріщин (св.Колайдинцівська-1). ОР представлена домінуючою концентрацією вітриніту з меншою кількістю ліптиніту.

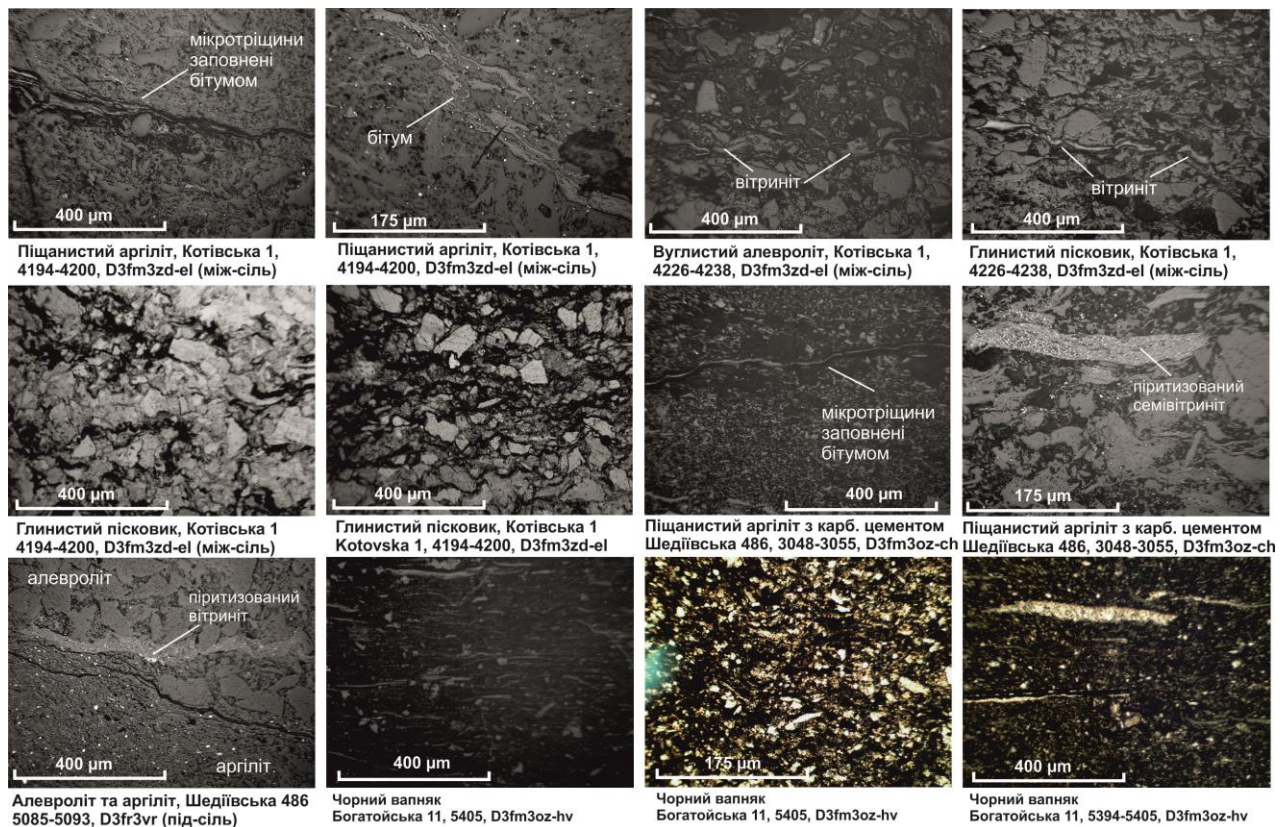


Рисунок 4.4– Мікрображення керогеновмісних порід міжсольової та надсольової товщ девону в межах центрального сегменту південної прибортової зони ДДз. Мікрображення отримані та досліджені автором

Верхня соленосна товща девону в Дніпровсько-Донецькому басейні має дуже обмежене поширення. Вона сформована сольовими пластами та сульфатно-карбонатними аналогами. Вона незгідно перекривається максаківською світою (D_3fm_2mk) і окрім південного заходу ДДз зустрічається в межах Зачепилівської, Кременівської, Новомиколаївської, Руденківської та Михайлівської площ. Світа утворена 4 літофаціальними товщами. Верхня частина максаківської світи являє собою перешарування сульфатно-аргіліто-карбонатних порід товщиною 30–110 м. За даними ГДС декілька-метрові пласти високорадіоактивних аргілітів вміщують незначну концентрацію ОР, проте потенціал генерації ВВ з органічної речовини світи невідомий.

Надсольова товща девону утворена умовно об'єднаними верхньофаменськимиданково-лебедянським (D_3fm_2dn-lb) та озерсько-хованським (D_3fm_2oz-hv) горизонтами. Верхня частина озерсько-хованського горизонту входить до складу карбонатної платформи ($C_1v_1+C_1t+D_3fm_2oz-hv$), яка простежується в межах центральної та південно-східної частини південної прибортової зони ДДз. У літологічному відношенні вона утворена домінуючими органогенно-уламковими вапняками з підпорядкованими пластами алевролітів і пісковиків. Теригенні шари озерсько-хованського горизонту сформовані в субконтинентальних умовах з ОР теригенного походження. Карбонатні літофації, що простежуються в межах відкритого морського седиментаційного палеобасейну, представлені морськими чорними вапняками та глинистими вапняками зі змінною концентрацією морської ОР (зразки св.Богатойська-11, рис. 4.4). Імовірно, що незмінні седиментаційні умови протягом озерсько-хованського та турнейського часу сприяли збереженню морської та теригенної ОР у відповідних ділянках зі сприятливими аноксидними умовами. Зразки із свердловини Шедіївська-486 представлені піщанистими карбонатними аргілітами з незначною концентрацією ОР, яка представлена піритизованим вітринітом і споринітом. Мікротріщини заповнені бітумом (рис. 4.4, св. Шедіївська-486).

Данково-лебедянський (D_3fm_2dn-lb) горизонт утворений червоними теригенними літофаціями, які в деяких частинах депресії частково, або повністю заміщені ефузивними і пірокластичними породами, поліміктовими дрібно- та різнозернистими пісковиками зі значним вмістом глинистих мінералів. Верхня секція данково-лебедянського горизонту в межах Новогригорівсько-Новомиколаївсько-Гнатівської групи підняттяв представлена пластами чорних вапняків, чорними аргілітами, гравелітами і пісковиками з прошарками вуглистих аргілітів, численними вугільними пластами та темно-сірими аргілітами з прошарками алевролітів і вапняків з морською фауною. Товщина згаданої секції сягає до 1700 м у досліджуваному районі.

Туренейський ярус та нижньовізейський під'ярус. ДДз у ранньовізейський час представляла собою прибережно-аккумулятивну алювіально-болотно-озерну рівнину, на яку поступово наступало море [49]. Клімат ранньовізейського періоду визначали два фактори: температура та характер річного балансу вологості. Торфонакопичення та його фоссілізація проходили переважно в умовах гумідного помірно-теплого клімату при рівновазі швидкостей випадання атмосферних опадів та їх випаровування, що відбувається тільки в широтах $35\text{--}55^\circ$ (на сьогоднішній день) [6, 14]. Глобальні палеогеографічні та палеотектонічні реконструкції раннього карбону показали, що західна частина Східноєвропейської платформи в ранній візейський час знаходилась між 20° і 30° північної широти [61].

Такі висновки були зроблені на основі знайдених залишків рослин, з яких утворювався торф – в них переважають плауноподібні, частка яких в спорово-пилкових спектрах досягає 70%. Це переважно чагарникові селажінілли, адаптовані до умов сухого, жаркого клімату. Однак, протягом візейського віку (17 млн р.) на території Східноєвропейської платформи мала місце зміна декількох кліматичних зон. У косвінсько-радаївський час на згаданій території переважав тропічний гумідний клімат, в умовах якого формувалися кори вивітрювання. У бобрівсько-тульський час клімат характеризувався як гумідний помірно-теплий,

про що свідчить формування вугільних родовищ Донбасу та велика кількість органічної речовини, відкладеної в материнських породах ДДз. Пізніше, в алексинсько-михайлівський час, відбулася аридизація клімату, що підтверджується нижньосерпуховськими гіпсо-ангідритовими утвореннями.

Згідно проведеного дослідження та попередніх публікацій[9, 25], відклади XIV МФГ в межах центральної та південної прибортової частини північного заходу ДДз представлені переважно глинисто-карбонатними та глинисто-теригенними товщами, яким притаманне чергування мілководно-морських та прибережних типів порід. Надходження великої кількості органічного матеріалу наземного рослинного походження пояснюється наявністю гумідних торф'яних низовин в прибережній частині суходолу (в прибортових ділянках ДДз), які періодично затоплювались, та розвинутої сітки палеорусел, що сприяли зносу органіки в палеобасейн [49]. Було зроблено висновки про напрямок зносу ОР з суходолу, які позначені на картах-схемах жовтими стрілками (рис. 4.5).

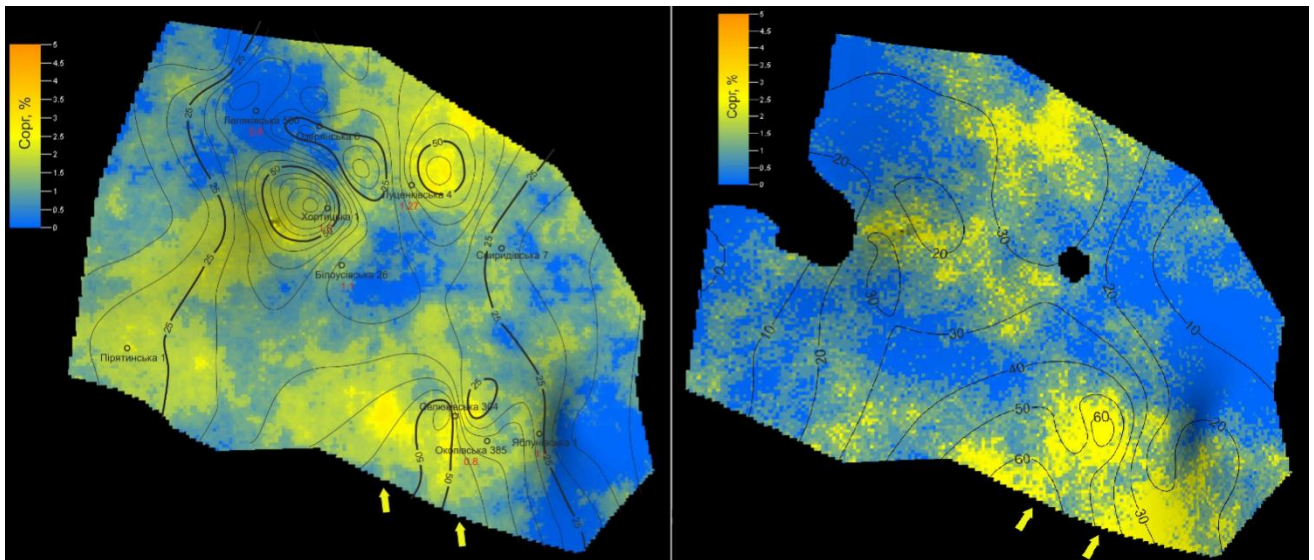


Рисунок 4.5– Карти-схеми розподілу вмісту C_{org} в нижньовізейських трансгресивних секвенціях ТСТ1 (ліворуч) та ТСТ3 (праворуч), які відповідають горизонтам В-26–В-27 в межах північно-західного сегменту південної прибортової зони ДДз (виконано автором).

У північно-західній частині південної прибортової зони ДДз нижньовізейські горизонти В-26– В-27 утворені переважно вуглистими глинистими алевролітами і аргілітами з декілька-метровими карбонатними і вугільними пластами. Вітринітові вугільні пласти містять значну кількість альгініту і ліптодетриту (зразки св. Селюхівська-340, C_1V_1). Дуже схожі вугільні пласти з ліптинітом і мікроспоринітом були виявлені в дослідженій турнейській секції в північно-західній частині ДДз.

Згідно запропонованої автором тектонічно-седиментаційної моделі осадо-накопичення [32], візейські відклади ділянки досліджень утворені двома парами послідовних трансгресій та регресій. У свою чергу, пісківська світа являє собою регресивну частину нижньовізейської трансгресії, в процесі якої відбувалися періодичні короточасні затоплення Дніпровсько-Донецького авлакогену, що спричиняло утворення трансгресивних секвенцій нижчого порядку, які освітлені в цій роботі (трансгресивні системи трактів – ТСТ1, ТСТ2, ТСТ3 на рис.4.6). Значна частина XIV МФГ представлена трьома циклами, регресивні частини яких відповідають продуктивним горизонтам В-27, В-26н, В-26в.

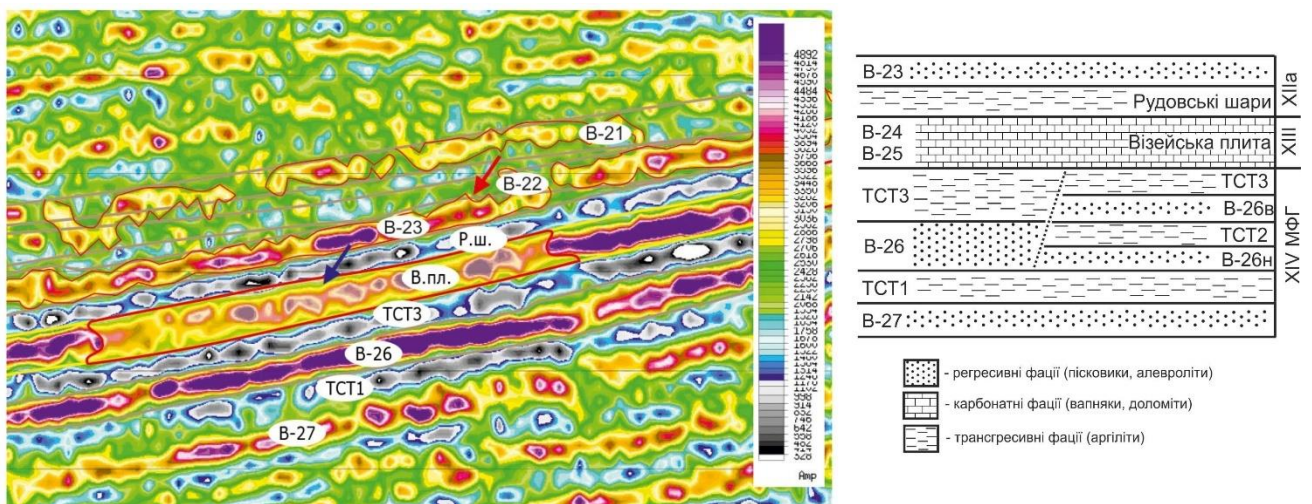


Рисунок 4.6– Фрагмент сейсмопрофілю типового нижньовізейського розрізу в межах північного схилу Срібнянської депресії [71] (ліворуч); схема чергування трансгресивних/регресивних секвенцій нижньовізейського часу в межах центральної частини північного заходу ДДз (праворуч).

Декілька років тому була опублікована робота, присвячена вивченню турнейсько-нижньовізейського комплексу північного схилу Срібнянської депресії [71]. В згаданому дослідженні було зроблено акцент на вивчення регресивних частин циклів осадконакопичення, які відповідають продуктивним горизонтам В-26в, В-26н, В-27 та виявлення неантиклінальних пасток. На ілюстраціях (сейсмопрофілях) вищезгаданої публікації простежуються "низькошвидкісні" трансгресивні товщі, які є об'єктом даного дослідження.

Для виконання поставлених завдань були прийняті й використані принципи, що освітлені в публікаціях Габдуліна Р.Р., Мачуліної С.А., Эйнзале Г. і Зейлахера А., Martins-Neto М.А. і Catuneanu О., Catuneanu О. та ін., Van Wagoner J.C., присвячених секвентній стратиграфії [16, 53, 80, 123, 148, 166] та циклам утворення формацій з підвищеним вмістом органічної речовини [99, 150]. Переінтерпретація геолого-геофізичних даних, враховуючи позиції секвентної стратиграфії, надала можливість переглянути історію осадконакопичення XIV МФГ. Методи математичного аналізу каротажних даних при вивченні нафтогазоматеринських та нафтогазоносних "сланцевих" товщ висвітлені в роботах відомих науковців – Майера Б. і Недерхофа М. [131], Мендельсона Дж. [129], Фертла В. і Чилінджера Дж. [98], Пассі К. та ін. [84, 99]. При виконанні даного дослідження було використано метод визначення вмісту органічного вуглецю (ТОС) за допомогою математичної обробки та інтерпретації каротажних даних (див. підрозділ 3.4).

В алгоритмі нового методу для розрахунку ТОС задіяні дані неелектричних методів дослідження свердловин. Цей вибір виправданий, адже не використовує дані питомого електричного опору, як вхідного параметру для розрахунків. Вищеописані трансгресивні секвенції ТСТ1-ТСТ3 характеризуються вагомим вмістом карбонатних, залізо-карбонатних і кальцій-магнезіальних мінералів, які викликають позитивні чи негативні аномалії на кривих опору, що призводить до некоректного розрахунку ТОС при використанні методик, запропонованих раніше згаданими авторами (зокрема К. Пассі).

Вищенаведені факти, висока ступінь вивченості та достатня щільність глибоких свердловин дозволили вивчити XIV МФГ в межах північно-західного сегменту південної прибортової частини ДДз (Леляківська, Озерянська, Гнідинцівська, Хортицька, Білоусівська, Мехедівська, Свиридівська, Селюхівська, Яблунівська, Окопівська, Луценківська, Колайдинцівська, Логовиківська, Пірятинська, Богданівська та інші площі).

Трансгресивні системи трактів ТСТ1 і ТСТ2 літологічно дуже подібні та представлені чергуванням домінуючих аргілітів і другорядних пісковиків та алевролітів. Аргіліти темно-сірі до чорних, часто алевритисті чи вапнисті, з піритом, сидеритом та незначним вмістом слюди, з численним рослинним детритом та значним вмістом розсіяної ОР (1–10%), іноді з прошарками вапняків темно-сірих глинистих. Кероген характеризується значеннями водневого індексу 160 мгВВС/гТОС, а кисневого – 5 мгСО₂/гТОС, що відповідає керогену третього типу [136]. Він утворений з рослинних залишків теригенно-морського походження та здатний генерувати низькомолекулярні вуглеводневі сполуки (ВВС). Аналогічне узагальнююче твердження можна зробити про походження всієї ОР в ТСТ1 і ТСТ2 у зв'язку з літологічною подібністю та однотипним седиментогенезом. Аналіз пластових вод в продуктивних горизонтах вказує на вміст вуглеводневих газів. Вміст метану варіює в межах 82–98%. Ділянка, що об'єднує Гильцівську, Білоусівську, Голотовщинську, Мехедівську та Свиридівську площі, вміщує товщі ТСТ1 і ТСТ2, які характеризуються відмінною літолого-фаціальною характеристикою, що свідчить про відмінність умов седиментогенезу в порівнянні з вищеописаною ділянкою. Більш депресійні умови седиментації та віддаленість формування товщ від берегової лінії палеобасейну сприяли збереженню ОР, але надходження теригенного матеріалу з суходолу було мінливим та недостатньо інтенсивним для утворення секвенцій достатньої товщини, збагачених ОР, які можна було б розглядати з позиції перспективності промислового значення.

“Підплитова” товща ТСТ3 приурочена до нижньовізейської “карбонатної”

плити. На Окопівській та Селюхівській площах ця парасеквенція представлена чорними бітумінозними карбонатно-глинистими породами з підвищеною концентрацією керогену, що формувались в умовах внутрішнього шельфу. Кероген третього типу утворений рослинними рештками, ТОС не перевищує 4%. Ця ж товща спостерігається на Озерянській та Леляківській площах. Вона представлена перешаруванням мергелів і аргілітів з ТОС, що не перевищує 5%. Необхідно відмітити зменшення ТОС в породах ТСТЗ з північного сходу на південний захід, що відповідає напрямку зменшення глибини палеобасейну.

Після розрахунку ТОС в розрізі обраних свердловин були побудовані кореляційні профілі та уточнені стратиграфічні межі регресивно-трансгресивних циклів у розрізі XIV МФГ (рис.4.7).

Згідно геохімічних досліджень породи здебільшого утворені глинистими мінералами (каолінит, хлорит, гідрослюди) та дрібнодисперсним кварцовим матеріалом. Другорядну роль відіграють карбонатні мінерали, сидерит, пірит та гумусово-сапропелева ОР теригенно-морського походження, що обумовлює їх підвищену радіоактивність в межах 15-30 мкР/год. В процесі досліджень було зроблено важливе спостереження, що радіоактивність трансгресивних відкладів вище 14-15 мкР/год викликана виключно вмістом керогену. Деякі автори помилково висувають твердження про підвищену радіоактивність трансгресивних відкладів XIV та XIII МФГ у зв'язку із вмістом ефузивних компонентів.

Ділянка, що об'єднує територію від лінії Луценківська-Хортицька-Гнідинцівська-Богданівська до Озерянської та Леляківської площ, характеризується однотипними умовами, за яких формувались ТСТ1 і ТСТ2. Товща ТСТ1 утворена системою із 7–10 високочастотних циклів. Вона представлена чергуванням малопотужних пачок чорних аргілітів і пісковиків та алевролітів. Пісковики дрібно- та середньозернисті світло-сірі кварцові з кородованими зернами, піритово-каолінитовим, вуглисто-каолінитовим (до 25 %) чи карбонатним цементом. Пачки чорних аргілітів в абсолютній більшості випадків не перевищують товщини 5 м

і характеризуються високим вмістом ОР (3–7 %), подекуди в них зустрічаються включення піриту та прошарки вугілля.

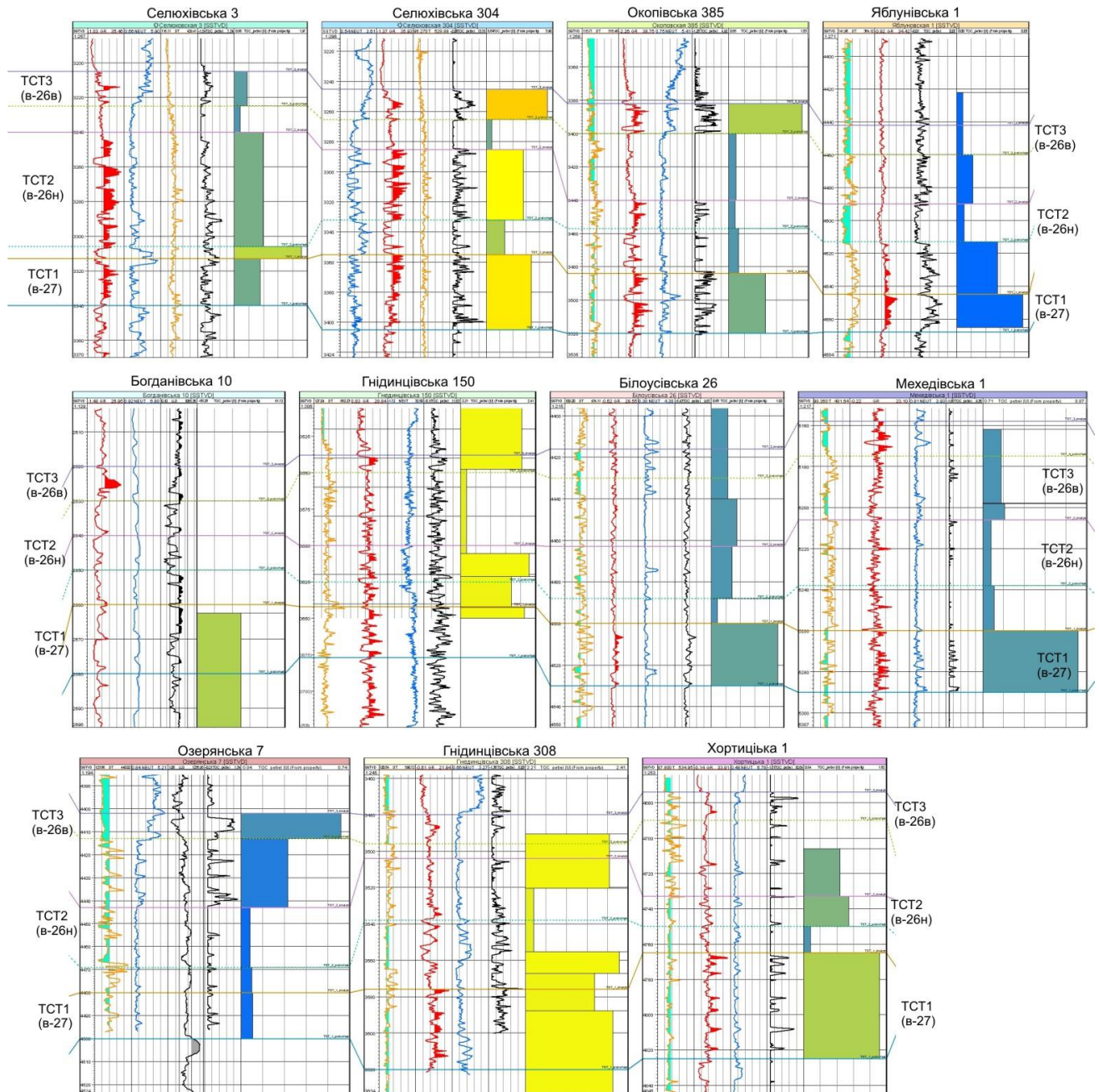


Рисунок 4.7–Кореляційна схема керогеновмісних трансресивних секвенцій ТСТ1-ТСТ3, які відповідають горизонтам В-26–В-27 в межах північно-західного сегменту південної прибортової зони ДДз. Кольорам відповідає вміст ОР. Виконано автором.

У південно-східній частині досліджуваної території турнейський ярус входить до складу карбонатної платформи, а на північному заході досліджуваної області ярус складений чергуванням аргілітів, карбонатних пластів, шарів пісковиків і вугільних пластів, подібно розрізам нижньовізейських горизонтів і трансгресивних секвенцій ТСТ1-ТСТ3 цієї частини басейну. Вугільні шари турнейського ярусу північно-західній частині досліджуваної території містять значну концентрацію ліптиніту та ліптодетриту, мікроспориніт, кутиніт та резиніт, що ідентифікують його як сапропелеве вугілля з II і III типом керогену (зразки св. Миколаївська-3, рис.4.8). Аналіз зразків та інтерпретація каротажних даних дозволяють зробити висновок про високий потенціал нафтогазогенерації вугільних шарів та керогеновмісних порід нижньовізейських горизонтів В-26–В-27 і турнейського ярусів в північно-західній частині південної прибортової зони ДДз. Декілька зразків керогеновмісних пісковиків і вугілля ідентифікують прибережно-морську зону формування нижніх горизонтів турнейського ярусу уздовж південного регіонального розлому ДДз (Михайлівська, Остапівсько-Білоцерківська, Рейзерівська площі). Зразки містять великі включення халькопіриту, тріщини і мацерали ліптиніту здатні генерувати рідкі ВВ (св. Михайлівська-8, С_{1t}, рис.4.8), а зразки з Рейзерівської площі містять високу концентрацію пористого фюзиніту заповненого ексудатинітом (рис. 4.8, С_{1v1}, св. Рейзерово-1).

Незважаючи на високий вміст ОР і високий потенціал нафтогазогенерації, слід зауважити, що товщина керогеновмісних пластів в межах Новогригорівсько-Новомиколаївсько-Гнатівської групи підняття не перевищує 10 м. В свердловині Шедіївська-486 товща турнейських керогеновмісних шарів збільшується до 60 м, проте вона утворена їх перешаруванням з карбонатними породами з низьким вмістом ОР, і загальна концентрація ОР тут невисока. Аналогічна турнейська товща зустрічається на Ливенській площі (св. Ливенська-2, інт. 1720–1850 м) та Новодиканській площі (св. Новодиканська-479, інт. 4819–4940 м), де вона представлена перешаруванням пластів керогеновмісних мергелів та вапняків з низьким вмістом ОР.

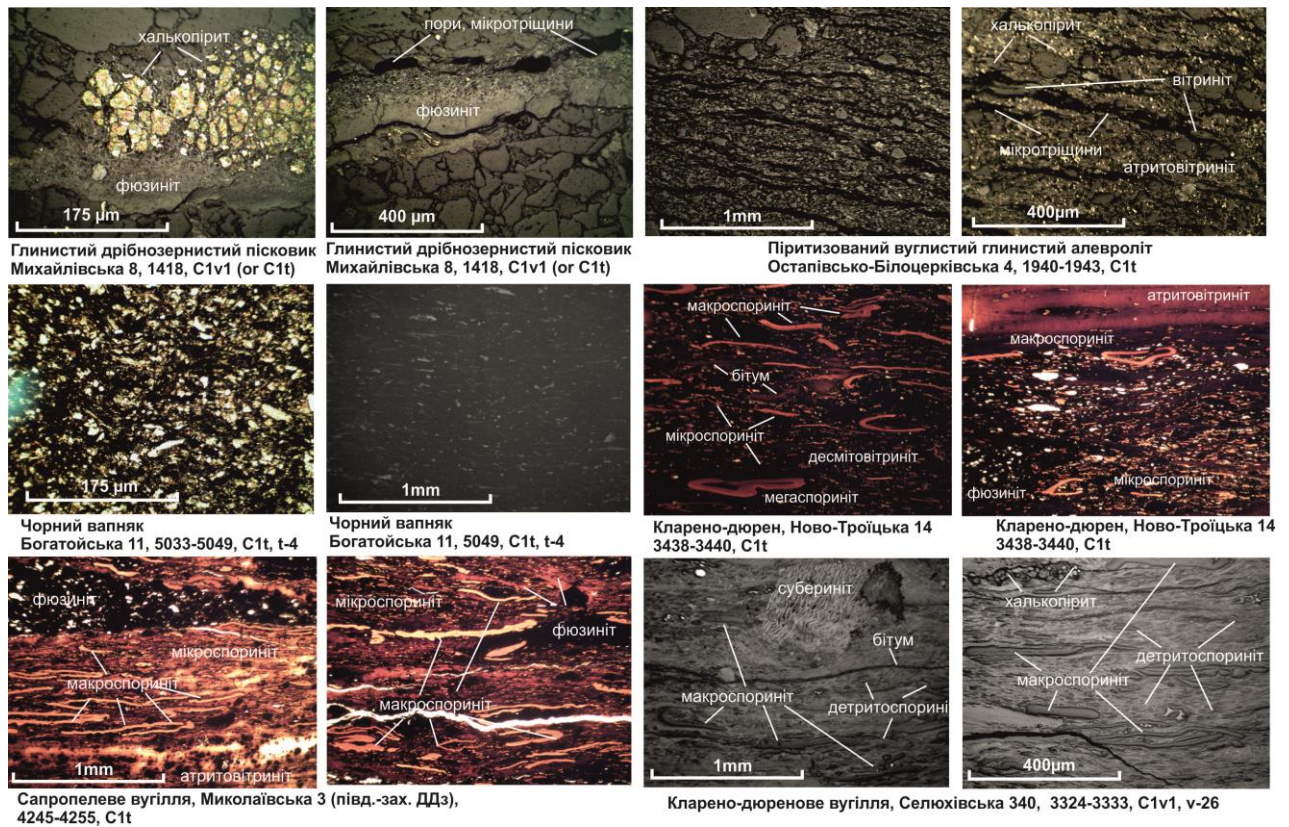


Рисунок 4.8 – Мікрозображення керогеновмісних порід та вугілля нижньовізейського під'ярусу (C_{1v1}) та турнейського ярусу (C_{1t}). Мікрозображення отримані та досліджені автором

Згідно з нещодавно опублікованими дослідженнями [12], вміст C_{орг} в карбонатних породах турнейського ярусу в центральній і південно-східній частині досліджуваної території варіює в межах 0,2–7,9 %, в карбонатно-глинистих літофаціях – 0,5–22,2 %. Крім того, максимальні значення вмісту C_{орг} в карбонатних фаціях і карбонатно-глинистих фаціях турнейського ярусу були ідентифіковані з використанням зразків з морської і прибережної літофаціальних седиментаційних зон. Середні значення ТОС карбонатних порід цієї зони 1,9 %, для глинистих фацій – 3,2 %. Тип ОР – гумусовий (тип III керогену) і сапропелево-гумусовий (тип II-III). Середні значення ТОС в депресійній зоні – 2,2 %, а для глинистих літофацій 5,2 %. Тип ОР сапропелевий (I тип керогену). Значення ТОС в карбо-

натних породах шельфової зони варіюють в межах від 0,2 до 1,7 % (середні значення 0,7–0,8 %); в глинистих фаціях – від 0,8 до 3,5 % (середнє значення – 1,8–2,0 %); ОР в основному сапропелева (тип I), меншою мірою гумусово-сапропелева (тип I-II).

Карбонатна платформа утворена нижньовізейським під'ярусом, турнейським ярусом і верхньою частиною озерсько-хованського горизонту верхнього девону. Потужність платформи складає від перших десятків до 1300 і більше метрів, включає широкий спектр карбонатних літофацій. В межах північного заходу ДДз весь турнейський і ранньовізейський (В-26–В-27) комплекс представлений домінуючими теригенними породами і підпорядкованими карбонатними, проте це співвідношення змінюється в південно-східному напрямку [15].

Верхньовізейські трансгресивні послідовності (гор. В-14–В-21) утворені піщанистими аргілітами та сильно глинистими алевролітами з незначним вмістом карбонатних мінералів (0–20%) і незначним вмістом органічної речовини, в основному представленої мацералами вітриніту.

Попереднє дослідження оцінило ТОС, не перевищуючий 2,5 %, в абсолютній більшості верхньовізейських трансгресивних горизонтів [63, 64]. Слід відмітити, що верхньовізейські горизонти В-14–В-16 містять високу концентрацію фюзиніту з 20–25 % частини порового простору, заповненого ексудатинітом, який є вторинним мацералом, що вказує на присутність II типу керогену. Пори в фюзиніті бітумонафтонасичені в зразку з св. Руденківська-2 (рис. 4.9), що пояснюється значеннями $R_o = 0,94$ %.

Інші зразки з свердловини Котівська-1 містять аналогічний високопористий фюзиніт, в якому незначна частина пор заповнена ексудатинітом, проте домінуюча частина пор пуста. Частинки фюзиніту виглядають по-різному, одні з них безструктурні і гомогенні, як левілгевіт, але містять до 10–15 % порового простору, розподіленого нерівномірно всередині частинки фюзиніту. Інші частки фюзиніту містять 30–40 % пор по всьому об'ємі (зразки св. Котівська-1, рис. 4.9).