

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ
ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

СТАРОДУБЕЦЬ КИРИЛО МИКОЛАЙОВИЧ

УДК 553.981+553.982+550.4.02

ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБКА ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ КРИТЕРІЇВ ВУГЛЕВОДНЕВИХ
ПОКЛАДІВ В КРИСТАЛІЧНОМУ ФУНДАМЕНТІ ДНІПРОВСЬКО-
ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ НА ПРИКЛАДІ ЮЛІЇВСЬКО-СКВОРЦІВСЬКОГО
ПОЛІГОНУ

Спеціальність 04.00.01 – загальна та регіональна геологія

103 – Науки про Землю

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

_____ К.М. Стародубець

Науковий керівник: доктор геологічних наук, старший науковий співробітник
Багрій Ігор Дмитрович

Київ – 2019

АНОТАЦІЯ

Стародубець К.М. Розробка прогнозно-пошукових критеріїв вуглеводневих покладів в кристалічному фундаменті Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Юліївсько-Скворцівського полігону. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.01 «Загальна та регіональна геологія» – Інститут геологічних наук НАН України; Інститут геологічних наук НАН України, Київ, 2019.

Дисертаційна робота присвячена розробці прогнозно-пошукових критеріїв вуглеводневих покладів в кристалічному фундаменті Північного борту Дніпровсько-Донецької западини на прикладі Юліївсько-Скворцівського полігону.

В процесі проведених досліджень удосконалена методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень, виконане прогнозування перспективних площ в кристалічному фундаменті та осадовому чохлі для подальшого видобутку вуглеводнів.

Геологічна будова Північного борту Дніпровсько-Донецької западини досліджувалася багатьма науковими та виробничими організаціями з використанням даних по глибокому бурінню, матеріалів сейсморозвідки та дистанційних методів дослідження. В регіональному плані виконаний ряд структурно-геологічних побудов Північного борту ДДЗ та запропонований ряд підходів до формування родовищ вуглеводнів. Однак при переході на локальні об'єкти, з метою пошуків та розвідки родовищ бурінням, геологи зіштовхуються зі складною дрібноблоковою будовою, яка неточно відображається на сейсмічних картах виконаних за результатами геофізичних досліджень, а як наслідок виникають складнощі з коректним закладанням свердловин і зменшується ймовірність нових промислових відкриттів. Залишається ряд невирішених питань, що до методичних підходів прогнозування покладів вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту та визначення малоамплітудних розломів, які можуть виступати тектонічними екранами.

За сучасними схемами тектонічного районування Північного борту ДДЗ район робіт розміщений в центральній частині Харківського блоку, що є складовою частиною поперечного Дніпровсько-Курського (Курсько-Середньодніпровського) мегаблоку фундаменту Сарматського щита. Структурну особливість цієї частини борту ДДЗ визначає Харківський виступ, що ускладнює загальний моноклінальний ухил поверхні фундаменту борту в напрямку до Дніпровського грабену і (менш помітний) – з північного заходу на південний схід. У формуванні поперечної зональності Північного борту ДДЗ головна роль у сучасних тектонічних схемах відводиться меридіональним глибинним розломам. Серед них виділяються Криворізько-Крупецька і Оріхово-Харківська міжмегаблокові шовні зони та субпаралельні з ними міжблокові зони, зокрема, Царичансько-Писарівська, що відокремлює Харківський блок від Сумського.

Характерними структурними формами цієї частини Північного борту ДДЗ є субширотні горст-антиклінальні зони, що пов'язані з субпаралельною системою скидів та підкидів (геологами-практиками вони визначаються як прямі та зворотні або згідні та незгідні скиди). Найбільша кількість їх картується на Харківському виступі у вигляді нахилених до грабену сходин. Внаслідок значної порушеності структурних зон поперечними розривами в їх межах виділяються структури більш високого порядку – локальні горсти, грабени, штампові брахіформи. В чохлі брахіформні куполовидні структури групуються у вали та валоподібні підняття. Більшість структурних форм, закартованих у чохлі, сформувались під впливом розломно-блокової тектоніки фундаменту. Найбільш контрастні розломно-блокові рухи фіксуються у серпухівський та башкирський час. Структурні ускладнення представлені, головним чином, складками облямування блоків фундаменту і відображають ускладнення його рельєфу. З локальними структурами цих зон (горстами фундаменту), що прилягають до крайового порушення ДДЗ, пов'язані відомі родовища ВВ Північного борту ДДЗ в чохлі та фундаменті.

Головна увага в дослідженнях приділялась уточненню розломно-блокового каркасу району робіт та його впливу на формування пасток ВВ. Доведено, що в залежності від геодинамічних умов розривні порушення виступають як шляхи

міграції ВВ, сприяють формуванню тектонічно екранованих пасток або обумовлюють дегерметизацію та руйнування нафто-газових покладів. До головних факторів, що впливають на екрануючу (або флюїдопровідну) здатність розривних порушень, різними дослідниками відносяться: 1) геодинамічні умови формування розломів (стиснення або розтягнення) в минулі епохи і на неотектонічному етапі, 2) нахил площин зміщувача, 3) похованість розломів під тим або іншим стратиграфічним комплексом та літологія товщі, що перекриває розломні зони тріщинуватості. Найбільш спірним є питання про екрануючу роль розломів з вертикальним зміщувачем. Серед останніх екрануючими є переважно конседиментаційні розломи в умовах горизонтального стиснення. Вважається, що екрануюча здатність розривів підвищується при похилому положенні зміщувача.

Провідна роль у формуванні загального структурного плану тектонічних порушень Північного борту ДДЗ належить розломам фундаменту. Схеми розломно-блокової тектоніки фундаменту покладені в основу тектонічного та нафтогазогеологічного районування Північного борту ДДЗ. Окрему групу порушень складають розломи осадового чохла, структурний план яких часто відрізняється від мережі розломів фундаменту. Всі ці різнотипові тектонічні порушення обумовлюють складний характер багатоповерхової розломно-блокової тектоніки, що ускладнює визначення ролі конкретного порушення в формуванні покладів ВВ. Вирішення цієї задачі ускладнюється також і тим, що в історії геологічного розвитку вплив тектонічних порушень на процеси структуроутворення змінювалися.

У зв'язку зі структурною залежністю пасток ВВ від розривних дислокацій особливого значення набуває аналіз загальних закономірностей розломно-блокової тектоніки та визначення на їх основі структурної позиції потенційних пасток ВВ

На даний момент не існує єдиної точки зору на процеси, що призводять до утворення вуглеводнів. Більшість вчених-дослідників пропонує три підходи до вирішення цього питання: неорганічний, органічний та змішаний (органічно-неорганічний підхід).

Основними геологічними процесами, що впливають на формування зон розуцільнених тріщинуватих кристалічних порід фундаменту є первинна

пустотність, яка утворюється в результаті охолодження магми і тектонічних процесів та вторинна (накладена) пустотність, яка формується під впливом гідротермальних і гіпергенних процесів.

Родовища в кристалічному фундаменті відомі геологам з початку 20-го сторіччя, однак ціленаправлене буріння та пошуки родовищ вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту практично відсутнє з причини відсутності, як таких, пошукових методів на виявлення покладів вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту.

Проблема промислової нафтогазоносності фундаменту осадових басейнів України була обґрунтована і подана виробничим організаціям України в 1960-1970-х роках колективом вчених і виробників під керівництвом академіка В.Б. Порфірьєва. В 1969 р. В.Б. Порфірьєв і В.І. Сазанський обґрунтували ідею неорганічного синтезу вуглеводнів та запропонували об'єкт розвідки в районі лінії міст Павлоград – Новомосковськ. Йшлося про південно-східну частину Південного борту ДДЗ, де ще в 1948 р. відмічено нафтопрояви в карбонових відкладах.

В 1987 році в першій пошуковій свердловині Юліївська-2 для випробування порід фундаменту відділ геотектоніки Інституту геологічних наук НАН України (Клочко В.П., Чебаненко І.І.) обґрунтував не тільки доцільність спуску експлуатаційної колони, але й визначив об'єкти в розкритій частині докембрійських кристалічних утворень, в результаті чого при бурінні був одержаний фонтан із кори вивітрювання кристалічного фундаменту (3468-3486 м), а пізніше встановлено ще два працюючих інтервали в породах кристалічного фундаменту (3516 -3529 і 3547-3550 м). Цей результат був встановленим фактом незалежно від існуючих поглядів на походження вуглеводнів.

Обговорення результатів пошукового буріння в свердловині Юліївська-2 закінчилося складанням першої в Україні офіційної комплексної програми промислових пошуків вуглеводнів на Північному борту ДДЗ у докембрійських утвореннях кристалічного фундаменту. Комплексність програми полягала у тому, що нафтогазоносність порід кристалічного фундаменту повинна була вивчатись

паралельно з традиційними дослідженнями структур у відкладах осадового чохла. Це було доцільно за фінансовими та організаційними обставинами.

Як результат з 1985 року на Північному борту ДДЗ було відкрито 8 родовищ на яких встановлені промислові скупчення вуглеводнів у породах фундаменту.

Для оцінки вуглеводневого потенціалу перспективних структур Юліївсько-Скворцівського полігону була використана комплексна експресна методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД).

Вперше, відповідно до методики, було розроблено науково-методичне обґрунтування критеріїв (індикаторів) перспективності нафтогазоносності Юліївсько-Скворцівського полігону. На основі методики СТАГД, розроблено нові рекомендації та доповнені вже існуючі по обробці, інтерпретації та виділенню перспективних, на вуглеводні, ділянок на кристалічному фундаменті та осадовому чохлі Північного борту ДДЗ.

СТАГД – це технологія, котра поєднує різноманітні методи (геолого-структурні, термометричні, еманаційні, газогеохімічні дослідження, дешифрування матеріалів дистанційних досліджень), кожен з яких несе свою частку інформації про геологічну будову середовища і дозволяє більш змістовно та достовірно вивчити об'єкт. Як технологія, цей метод використовується для вирішення конкретної мети – оцінка перспектив нафтогазоносності.

При проведенні комплексу приповерхневих досліджень виділяється п'ять окремих блоків: геолого-структурних, термометричних, газогеохімічних, лабораторно-аналітичних і блок обробки та картографування отриманих результатів. Ці блоки виконуються в чотири послідовні етапи: підготовчий, польовий, лабораторно-аналітичний і обробка та інтерпретація даних приповерхневих досліджень. Методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень по завершенню дисертаційного дослідження була доповнена новим шостим блоком досліджень – проведення рейтингової оцінки виділених перспективних ділянок, спираючись на який можна вибирати першочергові об'єкти для подальших досліджень (наприклад детальна 3D сейсміка) або безпосередньо переходити до закладання свердловин на пошуково-розвідувальне буріння.

На основі виділених структурно-тектонічних критеріїв було визначено, що Юліївсько-Скворцівський полігон має складну дрібно-блокову будову за рахунок чого можна прогнозувати значну кількість тектонічно-обмежених пасток.

На основі виділених аерокосмічних критеріїв, з метою уточнення структурної позиції полігону та мережі неотектонічно активних порушень, що впливають на сучасну структуру і умови збереження покладів ВВ – було проведено дешифрування космознімків на основі закономірного зв'язку розривних порушень з певними типами сучасних структур, формами рельєфу та космофотоаномаліями.

На основі виділеного термометричного критерія була виявлена просторова неоднорідність в розподілі температурних показників підґрунтового шару та було визначено, що проведена в межах Юліївсько-Скворцівського полігона температурна зйомка відображає тектонічно відокремлені блоки.

На основі виділених атмогеохімічних критеріїв було встановлено ряд закономірностей, а саме: газогеохімічна зйомка за радоном, торієм і вуглекислим газом дозволила не тільки підтвердити та уточнити вже відомі розломні зони але і виділити нові (ймовірніше за все малоамплітудні) розломні зони не зафіксовані геофізичними дослідженнями. Були встановлені геодинамічно стабільні блоки в межах яких можна прогнозувати збереження непорушених тектонічними процесами покладів вуглеводнів; газогеохімічна зйомка за гелієм та воднем показала приуроченість зафіксованих значень по площі до продуктивних на вуглеводні покладів у кристалічному фундаменті; газогеохімічна зйомка за вуглеводневими газами дозволила встановити закономірності відображення Юліївсько-Скворцівського полігону у полях розподілу метану та його гомологів.

За виділеними критеріями на території Юліївсько-Скворцівського полігону вперше виділено ряд перспективних ділянок на пошуки у кристалічному фундаменті та осадовому чохла вуглеводнів.

Проведення рейтингової оцінки виділених перспективних ділянок дозволило сформувати першочерговість подальших детальних досліджень на Юліївсько-Скворцівському полігоні.

Ключові слова: Юліївсько-Скворцівський полігон, Дніпровсько-Донецька западина, Північний борт, кристалічний фундамент, нафтогазоносність, СТАГД, атмогеохімічні показники.

ABSTRACT

Starodubets K.M. Development of prediction-search criteria for hydrocarbon deposits in the crystalline basement of the Dnipro-Donets depression on the example of the Yuliivsko-Skvortsivskyi test site. – Qualifying scientific work on the rights of manuscript.

Dissertation for the degree of a candidate of geological sciences in specialty 04.00.01 « General and regional geology». – Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine; Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2019.

The dissertation is devoted to the development of predictive-search criteria of hydrocarbon deposits in the crystalline foundation of the Northern board of the Dnipro-Donets depression on the example of the Yuliivsko-Skvortsivsky polygon.

In the course of the research carried out, the methodology of structural-thermo-atomic chemical research has been improved, the forecasting of perspective areas in the crystalline basement and the sedimentary cover for further hydrocarbon production is made.

The geological structure of the Northern board of the Dnipro-Donets depression was investigated by many scientific and industrial organizations using deep drilling data, seismic survey materials and remote survey methods. The number of structural and geological constructions of the Northern board of DDD were accomplished and proposed a number of approaches to the formation of hydrocarbon fields in the region. However, moving to local objects where the aim is prospecting and exploration drilling, geologists face a complex small block structure, which is displayed on seismic maps incorrectly, according to the results of geophysical researches, consequently difficulties with the correct placement of wells and the probability of new industrial discoveries decreases.

The number of unresolved issues remains, they concern methodological predict approaches of hydrocarbon deposits in rocks of crystalline foundation and determination of low-amplitude faults that can be tectonic screens.

According to the modern schemes of tectonic zoning of the Northern board the area of works is located in the central part of the Kharkiv block, which is an integral part of the transverse Dnipro-Kurskyi (Kursko-Serednodniprovskyi) megablock of the Sarmatian shield foundation. The structural feature of this part of DDD board is determined by the Kharkiv ledge, which complicates the general monoclinic slope surface foundation of the board towards the Dnipro graben and (less noticeable) from the northwest to the southeast. The meridional deep faults in modern tectonic schemes play the main role to the transverse zonation of the Northern board of DDD. Among them there are Kryvorizko-Krupetskyi and Orikhovo-Kharkivskyi inter-megablock suture zones and subparallel interblock zones, in particular, Tsarychansko-Pysarivskyi separates the Kharkiv block from Sumy block.

Sub-latitudinal and loam-anticlinal zones are typical structural forms in this part of the Northern Board and they are related to a subparallel system of discharges and tosses (geologists practitioners define them as direct and inverse or disagreeable and disagreeable discharges). Most of them are mapped as steps inclined to the graben on the Kharkiv ledge. Due to the significant disturbance of the structural zones, transverse breaks and it gives a rise to structures of a higher order – they are local handfolds, grabens and stamped brachyforms. They are grouped into shafts and shaft-like elevations in the cover of brachiform dome structures. Most of the structural forms, which are charted in the cover, were formed under the influence of fault-block tectonics foundation. The most contrast fault-block motions are recorded in Serpukhiv and Bashkir time. Structural complications are mainly represented by the folds of the blocks framing of the foundation and reflect the complications of its relief. The local structures of these zones (horst foundation) are adjacent to the boundary violation of DDD and are related to the known deposits of the Northern board that are in the cover and foundation.

The main focus of the research was to clarify the fault-block framework of the work area and its impact on the formation of HC traps. It is proved that depending on geodynamic conditions, breaking faults act as HC migration ways, contribute to the formation of tectonically shielded traps or cause depressurization and destruction of oil and gas deposits. Various researchers include the main factors that influence the shielding (or fluid-conducting) ability of breaking faults: 1) geodynamic conditions of fault

formations (compression or stretching) in the past epoch and at the neotectonic stage, 2) slope of the displacer planes, 3) buried this or that stratigraphic complex and lithology of thickness, which covers the fracture zones of fracture. The most controversial issue is the screening role of vertical displacement faults. Among the latter, shielding fractures are predominantly conditional in horizontal compression. It is considered that the screening ability of breaks increases with the inclined position of the bias.

The leading role in the formation of the general structural plan of the tectonic disturbances of the Northern board of DDD belongs to the foundation faults. Schemes of the fracture-block tectonics foundation are the basis of the tectonic oil and gas geological zoning of the Northern board of DDD. A separate group of violations consists of faulting of the sedimentary cover, its structural plan is often different from the chain of foundation faults. All these tectonic violations determine the complex nature of multistory fault-block tectonics, which complicates the determination of the role of a particular disturbance of the HC formation deposits. The solution of this problem is also complicated by the fact that the influence of tectonic disturbances on the processes of structure formation has changed in the history of geological development.

Due to the structural dependence of explosive traps on discontinuous dislocations, the analysis of the general patterns of fault-block tectonics and determining the structural position of potential explosive HC traps is of particular importance. At present, there is no single point of view concerning the processes that lead to the formation of hydrocarbons. Most researchers offer three approaches to resolve this issue: inorganic, organic and mixed (organic-inorganic approach).

The primary void is the main geological process that influence the formation of fissured, fractured and crystalline rock zones foundation that is formed as a result of magma cooling and tectonic processes, secondary (superimposed) emptiness is formed being influenced by hydrothermal and hyper genic processes.

Crystalline deposits have been known to geologists since the beginning of the 20th century, however, the purposeful drilling and exploration of hydrocarbon deposits in the rocks of the crystalline foundation are practically absent due to the absence of search methods that detect hydrocarbon deposits in the rocks of the crystalline foundation.

The problem of industrial oil and gas content was substantiated and submitted to the industrial organizations of Ukraine, on the basement of sedimentary basins of Ukraine, in the 1960-1970-ies by a team of scientists and producers under the leadership of Academician V.B. Porphyrieva. In 1969, V.B. Porfiryev and V.I. Sazanskyi substantiated the idea of inorganic synthesis of hydrocarbons and proposed an object of exploration in the cities of Pavlograd -Novomoskovsk. It was the southeastern part of the Southern Board of DDD, where oil deposits were recorded in carbon deposits in 1948 .

Geotectonic Department at the Institute of Geological Sciences of NAS in Ukraine (Klochko VP, Chebanenko II) substantiated both the desirability of the service column lowering and identified the objects in the exposed part of the Precambrian crystalline formations in 1987 in the first Yuliivska-2 prospecting well for rock testing foundation and as a result, drilling a fountain it was obtained from the bark of deflated crystalline foundation (3468-3486 m), and later two more intervals were established in the rocks of the crystalline foundation (3516-3529 and 3547-3550 m).

Discussion of the exploratory drilling results in Yuliivska-2 well brought the drawing up of Ukraine's first official comprehensive program of industrial hydrocarbon exploration on the Northern Side of DDD in the Precambrian crystalline formations. The complexity of the program was that the oil and gas contents of the crystalline rock foundation had been studied with traditional studies of structures in sedimentary cover deposits simultaneously. It was appropriate under financial and organizational circumstances.

As a result, eight deposits have been opened since 1985 on the Northern board of DDD, which have established industrial hydrocarbon accumulations in the rock foundation.

To evaluate the hydrocarbon potential of the prospective structures at Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon, a complex express method of structural-thermo-atmogeochemical studies (STAGR) was used.

For the first time, in accordance with the methodology, a scientific and methodological substantiation of the oil and gas prospectivity criteria (indicators) was developed at Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon.

On the basis of STAGR methodology, new recommendations were developed and supplemented with the existing ones concerning processing, interpretation and isolation of perspective hydrocarbon and sections on the crystalline foundation and sedimentary cover of the Northern board of DDD.

STAGR is a technology that combines a variety of methods (geological, structural, thermometric, emanation, gas-geochemical studies, decryption of remote sensing materials), each of which gives information about the geological structure of environment and allows you to study the object more meaningfully and accurately. As a technology, this method is used to address a specific goal - an assessment of oil and gas prospects.

Conducting the complex of surface studies, five separate blocks are distinguished: geological-structural, thermometric, gas-geochemical, laboratory-analytical, and a block of processing and mapping of the obtained results. These blocks are executed in four consecutive stages: preparatory, field, laboratory-analytical, processing and interpretation of surface studies data. The methodology of structural atmogeochemical research was supplemented by a new sixth block of studies in the conclusion of the dissertation. It was the realization of selected prospective areas, based on which one can select priority objects for further exploration (as detailed 3D seismic) or go directly to exploration well drilling.

Based on the selected structural-tectonic criteria, it was determined that the Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon has a complex small-block structure due to which a considerable number of tectonically-limited traps can be predicted.

Decomposition of cosmograms was carried out with certain types of modern structures on the basis of the regular connection of discontinuous disturbances, including cosmophoto form anomalies on the basis of the selected aerospace criteria. It was done in order to clarify the structural position of the polygons and the relations of neotectonically active disturbances affecting the modern structure and conditions of HC deposits preservation.

On the basis of the selected thermometric criterion, the spatial inhomogeneity was detected in the distribution of the temperature indices of the base layer and it was determined that the temperature survey reflects separated blocks within the Yuliivsko-Skvortsovskyi range tectonically.

On the basis of the selected atmogeochemical criteria, a number of regularities were established, namely: gas-geochemical surveying of radon, toron and carbon dioxide allowed not only to confirm and clarify fault zones that are already known, but also to isolate new (most likely small-amplitude) geophymic fracture studies. Stable blocks have been installed in the geodynamic way so it is possible to predict the conservation of undisturbed tectonic processes by hydrocarbon deposits; gas-geochemical surveys of helium and hydrogen showed the confinement of fixed values in area to productive hydrocarbon deposits in the crystalline foundation; Gas-geochemical survey of hydrocarbon gases allowed to establish regularities of Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon reflection in the fields of methane distribution and its homologs.

According to the selected criteria, a number of perspective areas for exploration were identified for the first time in the crystalline foundation and sedimentary hydrocarbon sediment in the territory of the Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon. The rating assessment of the selected prospective sites allowed the forming the priority of further detailed studies at the Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon.

Keywords: Yuliivsko-Skvortsivskyi polygon, Dniprovsko-Donetska depression, North board, crystalline foundation, oil and gas, STAGR, atmoheochemical indices.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

монографія:

1. Нафтогазоносність імпактних структур України / [І.Д.Багрій, П.Ф. Гожик, Г.І. Рудько,..., Стародубець К.М. та ін.]. – Київ – Чернівці: Букрек, 2018. – 504 с. *(Особистий внесок – дослідження імпактних структур за технологією СТАГГД, вивчення та опис міжнародного досвіду нафтогазоносності імпактних структур).*

статті в наукових фахових виданнях:

2. Багрій І.Д., Гордєєва Ю.К., Глонь В.А., Куліш А.П., Стародубець К.М. Структурно-термо-атмогідролого-геохімічні дослідження території Бобриківської западини // Геоінформатика, №2 (62). – 2017. – С. 5-13. *(Особистий внесок – опис геологічної будови району досліджень, побудова картографічного матеріалу).*

3. Глонь В.А., Гордєєва Ю.К., Стародубець К.М., Семенюк В.Г. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії // Геологічний журнал, №2 (363). – 2018. – С. 14-22. *(Особистий внесок – опис геологічної будови району досліджень, побудова картографічного матеріалу).*

4. Стародубець К.М. Прогнозування родовищ вуглеводнів приповерхневим методом СТАГГД на території Юліївсько-Скворцівського полігону // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2017. – №1-2 (170-171) – С. 52–53. *(Особистий внесок – польові дослідження, побудова картографічного матеріалу, геологічний опис району досліджень, рекомендації на розробку вуглеводнів).*

5. Багрій І.Д., Божежа Д.М., Гордєєва Ю.К., Стародубець К.М. Закономірності розміщення родовищ вуглеводнів у кристалічному фундаменті та осадовому чохлі у межах Юліївсько-Скворцівського полігону з позицій технології СТАГД // Геологічний журнал, №3 (360). – 2017. – С. 13-22. *(Особистий внесок – побудова картографічного матеріалу, геологічне вивчення району, аналітична робота).*

6. Стародубець К.М. Інтерпретація результатів структурно-термо-атмогеохімічної зйомки на території Воскресенівської площі // Геологічний журнал, №1 (362). – 2018. – С. 89-94. *(Особистий внесок – польові дослідження, геологічне*

вивчення району, математико-статистична обробка отриманих даних, побудова картографічного матеріалу, висновки та рекомендації).

7. Багрій І.Д., Стародубець К.М., Гордєєва Ю.К., Семенюк В.Г. Гідрогеосинергетична біогенно-мантійна гіпотеза утворення вуглеводнів та її роль при обґрунтуванні прямо пошукової технології // Вісник – Геологія. Київ, 2017. №3 (78). С. – 71-81. *(Особистий внесок – картографічні побудови, геологічне вивчення та опис полігонних досліджень)*.

8. Багрій І.Д., Чепіль В.П., Стародубець К.М. Проблеми екологічного моніторингу освоєння сланцевого газу на Волино-Поділлі // Геоінформатика, №3 (55). – 2015. – С. 41-44. *(Особистий внесок – картографічні побудови, геологічне вивчення території досліджень)*.

праці, що додатково відображають зміст дисертації:

9. Геолого-структурні-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів: навч. посіб. / [І.Д.Багрій, О.М. Карпенко, Семенюк В.Г.,..., Стародубець К.М. та ін.]. – К.: ІГН НАН України, 2016. – 309 с. *(Особистий внесок – розділ 2.3. методи полігонних досліджень)*.

тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

10. Стародубець К.М. Особливості розподілу термо-атмогеохімічних показників на території Недільної площі / Стародубець К.М., Глонь В.А., Гордєєва Ю.К. // Всеукраїнська молодіжна конференція-школа «Сучасні проблеми геологічних наук»: матеріали наук. конф., 14-16 квіт. Київ, 2016 р. С. 78 – 80.

11. I.D. Bagriy. The structural thermo-atmo-hydro-geochemical research of the Sribnyanska depression / I.D. Bagriy, V.A. Glon, A.P. Kulish, K.M. Starodubets, Yu.K. Gordieieva // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 15 – 17 may 2017, Kyiv – Режим доступу до журн.: <http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics-2017/technical-programme-2/>

12. I.D. Bagriy. Forecasting new deposits of the hydrocarbons on the territory of the Sribnyanska depression by STAGR / I.D. Bagriy, V.A. Glon, K.M. Starodubets, Yu.K. Gordieieva // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 14 – 17 may 2018,

Kyiv – Режим доступу до журн.: <http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics2018/programa-konferents-4/>

13. Глонь В.А. Картування нафтогазоперспективних тектонічних зон приповерхневим методом СТАГД / Глонь В.А., Почтаренко В.І., Стародубець К.М., Стародубець Ю.К. // Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування: зб. наук. праць за матеріалами п'ятої міжнар. наук.-практ. конф., 8–12 жов. 2018 р., Трускавець. Т. 2 / відп. Ред. Г.Р. Бала. – К.: ДКЗ, 2018. – Т. 1. – С. 359 – 362.

14. Стародубець К.М. Промислова нафтогазоносність відомих імпактних структур. Сучасні напрями геологічних досліджень в Україні: Збірник матеріалів молодіжної наукової конференції: 25–26 листопада 2015, Київ, Україна, 2015. С. 45-46.

15. Гордєєва Ю.К., Стародубець К.М. Особливості розподілу атмогеохімічних показників у межах Чертівської площі // Матеріали науково-практичної конференції "Сучасні наукові дослідження та розробки: теоретична цінність та практичні результати". 15-18 березня 2016 року, м. Братислава, Словаччина. С. 169-170.

16. Y.K. Gordieieva, K.M. Starodubets. Regularities of hydrocarbon deposits placement in the crystalline basement and sedimentary cover within northern edge of DniperDonets rift from the standpoint of technology STAGR // The 8-th International Siberian Early Career GeoScientists Conference (13-24 June 2016, Novosibirsk, Russia). P. 417-418. (site: http://sibconf2016.igm.nsc.ru/ru/general_info).

17. Geochemical data analysis and prediction of hydrocarbon accumulation in the territory of Rotmistrovka impact structure [Електронний ресурс] / М.У. Gryga, I.D. Bagriy, K.M. Starodubets, V.G. Semenyuk // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics - Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org>.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	21
РОЗДІЛ 1.СТАН ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ ТА РОЗВИТОК ПОГЛЯДІВ НА ГЕОЛОГІЧНУ БУДОВУ ТЕРИТОРІЇ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ.....	26
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1.....	36
РОЗДІЛ 2. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ В ПОРОДАХ КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ.....	37
2.1. Проблема походження вуглеводнів.....	37
2.2. Науково-теоретична основа утворення покладів вуглеводнів в кристалічному фундаменті.....	45
2.3. Міжнародний досвід відкриття покладів вуглеводнів в кристалічному фундаменті.....	47
2.4. Нафтогазоносність кристалічного фундаменту України.....	49
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2.....	53
РОЗДІЛ 3. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНЕ ПОЛОЖЕННЯ ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЮЛІЇВСЬКО-СКВОРЦІВСЬКОГО ПОЛІГОНУ.....	54
3.1. Адміністративне та фізико-географічне положення.....	54
3.2. Геологічна модель Юліївсько-Скворцівського полігону.....	57
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3.....	67
РОЗДІЛ 4. ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ.....	69
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4.....	93
РОЗДІЛ 5. РОЗРОБКА КРИТЕРІЇВ ПОШУКУ ВУГЛЕВОДНІВ В ПОРОДАХ КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ.....	94
5.1. Проведення польових робіт на Юліївсько-Скворцівському полігоні.....	94
5.2. Структурно-тектонічні критерії.....	99

5.3. Аерокосмічні критерії.....	113
5.4. Термометричний критерій.....	122
5.5. Атмогеохімічні критерії.....	123
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5.....	131
РОЗДІЛ 6. ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ ТА ОСАДОВОГО ЧОХЛА ТЕРИТОРІЇ ЮЛІЇВСЬКО-СКВОРЦІВСЬКОГО ПОЛІГОНУ.....	133
ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6.....	142
ВИСНОВКИ.....	144
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	145
ДОДАТКИ.....	157
Додаток 1. Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації.....	158

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВВ	вуглеводні
ГРР	геолого-розвідувальні роботи
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
КС	кільцева структура
ЛЗ	лінеаментні зони
МКЗ	матеріали космічних зйомок
ОР	органічна речовина
ПБ	Північний борт
ПГ	продуктивний горизонт
ПС	пункти спостережень
C ₁ -C ₆	скорочений запис вуглеводневих газів, де С – атом вуглецю, 1-6 – кількість атомів вуглецю в молекулі
СТАГД	структурно-термо-атмогеохімічні дослідження
УЩ	Український щит

ВСТУП

Актуальність роботи. Шлях до енергетичної незалежності та збільшення приросту видобутку вуглеводнів в Україні може проходити тільки через збільшення точності прогнозування нафтогазоносності на основі вдосконалення пошукових методик та розробку нових критеріїв для пошуку нетрадиційних родовищ вуглеводневої сировини.

Для збільшення точності прогнозних рішень, надзвичайно важливим є застосування комплексних дослідницьких підходів, коли нафтогазоперспективний об'єкт розглядається як результат складної взаємодії різних факторів утворення та змін, як багатовимірна модель, яку теоретично і практично досліджують усіма можливими методами.

Проблема пошуків покладів вуглеводнів у відкладах кристалічного фундаменту є на сьогоднішній день в Україні однією з найактуальніших. Практика проведення пошуково-розвідувальних робіт останнього десятиріччя в Україні свідчить про досить істотну промислову перспективність кристалічного фундаменту Дніпровсько-Донецької западини, насамперед, у межах її Північного борту. Таким чином, актуальність теми дисертації визначається наступними позиціями: 1) необхідністю збільшення приросту видобутку вуглеводнів та відповідно забезпечення енергетичної незалежності держави; 2) розробкою, вдосконаленням та впровадженням у практику геологорозвідувальних робіт на пошуки вуглеводнів у кристалічному фундаменті; 3) вдосконаленням пошукових методик та розробкою нових пошукових критеріїв.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в Інституті геологічних наук НАН України. До неї увійшли результати досліджень, виконаних автором згідно планових бюджетних тем: «Визначення закономірностей температурних аномалій геологічного середовища з метою вдосконалення комплексу приповерхневих експресних методів досліджень для вирішення пошукових та геоecологічних задач» (№ реєстрації 0109U000010, 2009-2013 рр.); «Оцінка перспективності імпактних структур України на поклади

вуглеводнів та рекомендації щодо пошукових робіт» (№ 0114U001523, 2014-2018 рр.).

Мета і завдання дослідження. Основною метою дослідження є аналіз результатів структурно-термоатмогеохімічних досліджень, геологічних даних та матеріалів космодешифрування досліджуваної території Юліївсько-Скворцівського полігону Північного борту Дніпровсько-Донецької западини для розробки критеріїв прогнозування покладів вуглеводнів в кристалічному фундаменті та розробки рекомендацій на проведення подальших геолого-геофізичних досліджень.

Завдання досліджень:

1. Аналіз літературних та фондових матеріалів, а саме світового і вітчизняного досвіду з пошуку і видобутку ВВ у межах порід кристалічного фундаменту.

2. Виявлення та аналіз закономірностей розподілу вуглеводневих газів (метану та його гомологів), водню, вуглекислого газу, еманацій радону і торону, температурних показників на території Юліївсько-Скворцівського полігону Північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

3. Розробка критеріїв прогнозування покладів вуглеводнів у кристалічному фундаменті.

4. Виділення перспективних зон нафтогазоносності території Юліївсько-Скворцівського полігону Північного борту Дніпровсько-Донецької западини та проведення їх рейтингової оцінки.

Об'єкт дослідження: кристалічний фундамент та осадовий чохол Юліївсько-Скворцівського полігону.

Предмет дослідження: термометричні, еманаційні, газогеохімічні, структурно-геологічні та геофізичні характеристики порід кристалічного фундаменту та осадового чохла.

Методи досліджень. Науково-теоретичною основою досліджень є опубліковані роботи вітчизняних і закордонних вчених щодо оцінки перспективності порід кристалічного фундаменту та формування в них покладів вуглеводнів. В дослідженні використано наукові дослідження механізмів формування нетрадиційних вуглеводневих покладів.

В роботі використані наступні методи досліджень: геолого-структурні дослідження; дешифрування матеріалів дистанційних досліджень; польові геотермічні, еманаційні і газогеохімічні спостереження; лабораторно-аналітичні роботи: статистична обробка даних з використанням кореляційного і факторного аналізу; інтерпретація та картування отриманих результатів за допомогою сучасних комп'ютерних технологій.

Наукова новизна одержаних результатів визначається за особистим внеском автора у вирішення актуального науково-практичного завдання – нарощування вуглеводневого потенціалу України та забезпечення енергетичної незалежності держави.

Вперше проаналізовано відображення родовищ вуглеводнів кристалічного фундаменту у приповерхневих геохімічних полях за методикою структурно-термо-атмогеохімічних досліджень.

Методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень доповнена новим розділом “Рейтингова оцінка виділених перспективних ділянок” та апробована на прогнозування покладів вуглеводнів у породах кристалічного фундаменту.

Вперше розроблені критерії прогнозування покладів вуглеводнів у кристалічному фундаменті за методикою структурно-термо-атмогеохімічних досліджень.

Виконаний прогноз перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів у породах фундаменту та осадовому чохлі території Юліївсько-Скворцівського полігону.

Практичне значення одержаних результатів. Отримані результати розподілу термо-атмогеохімічних показників над відомими родовищами вуглеводнів Юліївсько-Скворцівського полігону Північного борту Дніпровсько-Донецької западини та описані критерії можна використовувати при пошуку ВВ в інших нафтогазоперспективних районах. Розроблений новий підхід рейтингової оцінки виділених перспективних ділянок дозволить дослідникам приймати оптимальне рішення при виборі першочергових об'єктів для промислового буріння або проведення подальших пошукових робіт.

Особистий внесок здобувача. Основні наукові результати, отримані здобувачем на основі власних досліджень, опубліковані у 17 наукових працях.

Здобувачем особисто проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і проведено обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою структурно-термо-атмогеохімічних досліджень, проведено польові роботи на Недільній площі.

Фактичний матеріал. В основу роботи покладено фактичний матеріал багаторічних експедиційних досліджень, виконаних за методикою структурно-термо-атмогеохімічних досліджень у межах Юліївсько-Сворцівського полігону. Здобувач приймав безпосередню участь в польових роботах та інтерпретації отриманих результатів. Використано матеріали різномасштабних геологічних, геофізичних, геохімічних, дистанційних досліджень Землі та інших видів досліджень.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації доповідались на міжнародних та всеукраїнських конференціях: VI Всеукраїнська наукова конференція молодих вчених (м. Київ, 2015 р.); VI Всеукраїнська молодіжна наукова конференція-школа «Сучасні проблеми геологічних наук» (м. Київ, 2016 р.); The 8th international siberian early career geoscientists conference (м. Новосибірськ, 2016 р.); XV Міжнародна конференція «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» (м. Київ, 2016 р.); International scientific and practical conference «Modern scientific researches and developments: theoretical and practical results» (м. Братислава, 2016 р.); Міжнародна наукова конференція «Геологія і геохімія горючих копалин» (м. Львів, 2017 р.); Міжнародній науково-практичній конференції «Надрокористування в Україні. Перспективи інвестування» (м. Трускавець, 2018 р.).

Публікації. За темою дисертаційної роботи автором опубліковано 17 робіт, з яких: одна колективна монографія, один навчальний посібник у співавторстві, 7 робіт у фахових виданнях України, 7 з яких входять до переліку наукометричних баз та 8 робіт апробаційного характеру на вітчизняних та міжнародних наукових конференціях.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається із вступу, шести розділів, графічних та текстових додатків, висновків та списку використаних джерел.

Загальний обсяг дисертації – 161 сторінок. Обсяг основної частини становить 130 сторінок, на яких міститься 52 малюнки та 3 таблиці. Список використаних джерел складається з 110 найменувань. Дисертація має 1 текстовий додаток.

Роботу виконано у відділі геоекології та пошукових досліджень Інституту геологічних наук НАН України.

Кваліфікаційна робота на здобуття наукового ступеню кандидата геологічних наук виконана під науковим керівництвом доктора геологічних наук Ігоря Дмитровича Багрія, якому автор висловлює глибоку вдячність за постійну допомогу, всебічну підтримку та цінні поради. Автор висловлює щиру вдячність за професійні поради та практичну допомогу під час виконання робіт співробітникам ІГН НАН України, відділу геоекології пошукових досліджень Почтаренку Віктору Івановичу, Дубосарському Віктору Рудольфовичу та Глоню Віталію Анатолійовичу.

РОЗДІЛ 1. СТАН ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ВИВЧЕНОСТІ ТА РОЗВИТОК ПОГЛЯДІВ НА ГЕОЛОГІЧНУ БУДОВУ ТЕРИТОРІЇ ПІВНІЧНОГО БОРТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Реалізація даної дисертаційної роботи була б неможлива без урахування фундаментальних теоретичних розробок і прикладних праць фахівців з геотектоніки, літології і нафтогазової геології ДДЗ: Ю.О. Арсірія, Г.І. Вакарчука, І.В. Височанського, В.О. Вітенка, В.К. Гавриша, В.В. Гладуна, С.С. Дворянина, Е.М. Довжка, М.І. Евдошука, Б.П. Кабишева, В.П. Клочка, В.В. Колодія, В.Б. Порфір'єва, В.Б. Соллогуба, І.І. Чебаненка, А.В. Чекунова, П.Ф. Шпака, І.Д. Багрія та ін.

В історії освоєння Північного борту ДДЗ і розвитку поглядів на його геологічну будову загалом виділяється три етапи.

На першому з них, який починається з середини 40-х років обсяг виконаних робіт і їх якість мало відрізняється від аналогічних, проведених в центральній частині ДДЗ. Більша частина робіт мала регіональний і рекогносцирувальний характер і своєю метою ставили визначення загальних рис геологічної будови і визначення границь можливої нафтогазоносності як по площі так і по розрізу. Почались прогнозні дослідження бортів слідом за відкриттям першої нафти у западині. На перших картах перспектив нафтоносності ДДЗ – В.Б. Порфір'єв (1946) оцінював ПБ ДДЗ як площу «можливої перспективності» на відміну від «вірогідної» (достовірної) нафтоносності Центрального грабена, а Г.Є. Рябухін (1946) – як «перспективну» (південна частина) та «можливо перспективну» (периферійна) [34].

Початкові роботи проводилися трестом «Укрсхіднафторозвідка» потім структурно-пошуковою партією тр. «Харківнафтогазрозвідка», тр. «Полтаванафтогазрозвідка», разом з тр. «Донбасвуглерозвідка», «Луганськ-геологія», «Артемгеологія». Ними виявлені Балаклійсько-Савинське, Бригадирівське, Шевченківське, Пн.Голубівське, Краснопопівське, Старопокровське та ряд інших піднять по відкладах мезо-кайнозою. В цей період досліджувана територія ПБ ДДЗ повністю покрита гравіметричною та магнітною зйомками

масштабів 1:500000 і 1:200000. Виявлено Зміївський максимум, Бригадирівська і Банківська депресії, Шевченківський мінімум сили тяжіння.

Площинні електророзвідувальні роботи проведені тільки на одній ділянці району Харківської області – Піщане-Хотомля. Вони виконані в 1958 році в масштабі 1:200000. У результаті робіт була складена структурна карта по покрівлі горизонту високого опору, приблизно віднесеного до покрівлі фундаменту. Профільні електророзвідувальні роботи методом багатокомпонентних частот зондування проведено на Вовчанській площі Харківської області. З їх допомогою визначена глибина кристалічного фундаменту і виділені ділянки підвищених опорів в кам'яновугільних утвореннях, що приблизно зв'язувалися з прогностичними підняттями.

Великий обсяг, у загальній кількості виконаних досліджень, займають структурно-картувальне та структурно-пошукове буріння.

Так, до середини 60-х років проведено структурне буріння по профілях Таранівка-Муром і Люботин-Чугуїв, які були закладені в хрест простягання борту западини, з півдня на північ до російсько-української границі. Більша частина структурних свердловин розкриває мезо-кайнозойські відклади. Шістьма свердловинами вивчено відклади московського і башкирського ярусів середнього карбону і тільки одна з них (336) розкриває осадовий чохол до середини верхньосерпуховського ярусу. У крайній прилеглій південній частині території Росії була пробурена свердловина 143 (10-Муромська), що знаходиться на самій півночі профілю Таранівка-Муром. Свердловиною розкриті породи кристалічного фундаменту, глибина залягання яких складає 1105 м. На підставі даних буріння обґрунтовано перспективність пошуку на цій території пасток ВВ літологічного і стратиграфічного типів, а також пасток пов'язаних з тектонічними рухами кристалічного фундаменту.

До кінця 60-х років Харківською комплексною геологорозвідувальною експедицією тресту «Дніпрогеологія», на території проведено пошукові роботи на кам'яне вугілля. В результаті пробурено Куп'янський профіль пошукових свердловин (11001-11006). Вони розкрили відклади середнього і частково нижнього

карбону та встановили лінії виклинювання продуктивних комплексів і їх літологічний склад. Північною свердловиною (11001) Куп'янського профілю вивчено кристалічні породи фундаменту, які залягають на глибині 894 м.

За даними профільного буріння на вугілля встановлено, що на території досліджень кам'яновугільні відклади в складі нерозчленованих утворень нижнього карбону, можливо, верхньовізейського і серпуховського, а також московського і башкирського ярусів середнього карбону залягають зі значною кутовою і стратиграфічною незгідністю на породах кристалічного фундаменту і незгідно перекриваються товщею мезокайнозою. У північній частині району (св. 11001-11003) нижньокам'яновугільні відклади, а також нижня частина башкирського ярусу середнього карбону представлені потужною карбонатною товщею (до 320 м), у зв'язку з чим в основному (нижньокам'яновугільному) нафтогазоносному комплексі ДДЗ наявність гранулярних колекторів малоімовірна; найбільш перспективним комплексом для пошуку скупчень вуглеводнів варто вважати піщані шари середнього карбону, товщина яких складає від декількох до 15-17 метрів і більше.

У 1950-ті роки на борту западини проводилося пошукове буріння на Смілівській, Городищенській та інших площах, яке не привело до відкриття родовищ. Проте це не зменшило інтерес дослідників до даної території, яка в той період і подальші роки отримувала неоднозначну оцінку перспективності.

Сейсморозвідувальні роботи в цей період були зосереджені в центральній частині ДДЗ на Павловському, Парасковіївському, Зах.Єфреміївському, Миронівському та ін. підняттях. І тільки починаючи з 1956 року, сейсмічними партіями 6/56, 9/56, 6/57 закартовані по відбиваючих горизонтах Шевченківське, Бригадирівське і Півн.Голубівське підняття.

У 1959 році пробурена одна з перших параметричних свердловин – 1 Півн. Луганська, а у 1960 році пошуковим бурінням на Краснопопівському і Півн. Голубівському підняттях встановлена промислова газонасність тріасових і середньокам'яновугільних відкладів. Відкриття промислових скупчень ВВ вплинуло на інтенсифікацію пошукових робіт як на північних окраїнах Донбасу, так і на борту западини – в смузі Старопокрівка-Шевченково.

До середини 1965 р. тр. «Харківнафтогазрозвідка» пробурені пошукові св. 1-4 на Гречишкіно-Новоайдарському і Старопокровському профілях, а також параметричні св. 301, 302, 303, 315 профілю Шевченково-Близнюки. Свердловинами вивчена літолого-стратиграфічна характеристика розкритого розрізу і виявлено взаємозв'язок між прибортовою зоною і бортом западини, визначено границі розповсюдження хемогенів [39].

Логічним завершенням першого етапу можна вважати підготовку виявлених структурних форм у відкладах верхнього карбону і мезозою до глибокого пошуково-розвідувального буріння і початком планового вивчення території науковими та виробничими установами.

В цілому період з кінця 60-х до кінця 80-х років можна визначити як другий етап вивчення ПБ, який характеризується накопиченням фактичних геологічних даних.

У 60-ті роки перспективність ПБ ДДЗ дослідники оцінювали неоднозначно.

І.В. Височанський та ін. (1967) на прикладі першого на ПБ ДДЗ промислового припливу газу з тектонічно-екранованої пастки в св. 11 Пн.-Голубівської площі, яка представляла собою порушену диз'юнктивами монокліналь, дійшли висновку, що «північний борт ДДЗ характеризується наявністю всіх умов, що створюють реальну можливість для накопичення ВВ в літологічних і, можливо, стратиграфічних пастках, пов'язаних з моноклінальним заляганням порід». Важливим був висновок про можливість існування в його межах тектонічно-екранованих покладів [45].

Г.Н. Доленко та ін. (1968) також вважали перспективними у нафтогазоносному відношенні бортові зони ДДЗ, а по нижньокам'яновугільних відкладах – ділянки прилягаючі до крайових порушень. «На Північному борту це смуга шириною в 20-30 км, вона поступово розширюється на південний схід». Перспективні тут, на думку Г.Н. Доленка та ін., також і середньокам'яновугільні відклади в межах вузької (10-15 км) приграбенної смуги східніше меридіана м. Харкова [33].

М.Ф. Балуховський (1967) часто критикував висновок деяких дослідників про малу перспективність бортів ДДЗ, бо він «слабоаргументований, якщо не

помилковий взагалі, тому що процесами гіпергенезу охоплені лише найбільш підняті ділянки бортів, де ми зустрічаємо в нижньому карбоні багаті поклади окисленої (асфальтової) нафти (зони Павлоград-Новомосковськ, Городище-Біловодськ)» [12].

У 60-і – 70-і роки найбільший обсяг пошуково-розвідувального буріння концентрується у східній частині ДДЗ – на північних окраїнах Донбасу. В період з 1962 по 1972 роки на цій території відкриті Слов'яносербське (1972), Борівське (1964), Вергунське (1964), Капітанівське (1967), Вільхівське (1967), Кондрашівське (1970) і Мурагівське (1972) газові родовища, що складає більше 90% існуючого фонду родовищ цієї зони.

На початку 70-х років сейсмозвідувальні роботи, а в наступному і пошуково-розвідувальне буріння зміщується на захід від Краснопопівського підняття, чому сприяло відкриття у 1969 році Волохівського родовища. На протязі 1970-1985 років у полосі від Гутського підняття до Краснопопівського родовища зосереджується значний обсяг нових модифікацій сейсмозвідки, високоточної гравіметрії і електророзвідки.

В цей період виконані регіональні сейсмічні дослідження КМЗХ-ГСЗ по профілях Синельниково-Чугуїв (273/72), Буди-Охоче (1/73), Новомосковськ-Харків (236/74), Магдалинівка-Валки (1/73), Волохівка-Каховка (236/75), Вознесенівка-Куп'янськ (236/76), Близнюківка-Голубівка (236/76), Іванівка-Гончарівка (261/77), В.Багач-Варварівка (1/78), Борова-Чугуїв (273/78) та ін. Були встановлені загальні риси геологічної будови території і простягання бортового уступу.

У 1975 році відкрито Дружелюбівське родовище з покладами нафти і газу в горизонтах М-3-6, Б-2-4, Б-10, а в 1976 році виявлена газоносність горизонту М-2 на Зайцівському піднятті [39].

Накопичені фактичні дані про тектоніку району, ліголоого-стратиграфічної характеристики розрізу чохла, нафтогазоносність і фільтраційно-ємнісні показники нафтогазоносних горизонтів, дозволили наприкінці 70-х років обґрунтувати перспективність пошуків покладів нафти і газу в породах кристалічного фундаменту ПБ ДДЗ (В.Б. Порфір'єв, В.О. Краюшкін, 1977) [22].

У 1971 році (І.В. Височанський, Р.Г. Гірич, А.О. Ігнатенко, І.М. Шевченко), на основі нової концепції гідродинаміки ПБ ДДЗ, зроблено висновок, що у прибортових частинах западини існують сприятливі умови для формування покладів, як в антиклінальних пастках, так і в літолого-стратиграфічних і тектонічно-екранованих [17].

В.Б. Порфір'єв і В.О. Краюшкін (1972) дали високу оцінку перспективам нафтогазоносності обох бортів ДДЗ і зробили висновок, що «саме тут можливо чекати відкриття гігантських та надгігантських газових та нафтових скупчень». При цьому основні сподівання покладались «на крупні стратиграфічні та тектонічні екрани, за участю яких тут сформувались умови для гідродинамічного екранування покладів нафти та газу, як у палеозойській товщі, так і в самому кристалічному докембрійському фундаменті» [74].

В іншій роботі (В.Б. Порфір'єв та ін.) автори, як один з нових напрямків, запропонували «пошуки покладів нафти і газу в регіональних затокоподібних поясах стратиграфічного виклинювання, а також тектонічного та гідродинамічного екранування на північному і південному моноклінальних бортах» [84].

У 1980-ті роки Ю.О. Арсірій, А.О. Білик, Б.П. Кабишев та ін. (1981) на основі кількісної оцінки прогнозних ресурсів ВВ віднесли ПБ ДДЗ (разом з депресійними зонами грабену) до найбільш перспективної, але слабо вивченої території, на якій прогнозувалося розширення пошуково-розвідувальних робіт у наступні роки [2].

Позитивна оцінка перспектив нафтогазоносності ПБ ДДЗ, яка обґрунтовувалася більшістю дослідників, послужила вирішальним фактором для початку поступового його вивчення сейсморозвідувальними роботами. У межах першочергово вивченої ділянки, розташованої північніше тоді вже відомого Волохівського родовища, була виявлена низка брахіантиклінальних структурних форм, згодом введених у пошукове буріння. Невдовзі після цього тут були відкриті у відкладах нижнього карбону Коробочкинське, Ртищівське і Леб'яжинське газові родовища. З їх відкриттям процес вивчення сейсморозвідкою ПБ ДДЗ набув суттєвої активізації.

На початку 80-х років оцінено прогностні ресурси ДДЗ і в тому числі ПБ ДДЗ (П.Ф. Шпак, В.Г. Дем'янчук, Б.П. Кабишев, А.А. Білик, Н.Ф. Балуховський, В.К. Гавриш, 1982 р). Згідно з прийнятою схемою нафтогазогеологічного районування (Ю.О. Арсірій та ін., 1982 р.) ПБ ДДЗ виділено в самостійний нафтогазоносний район, який знаходиться в крайовій опущеній частині моноклінального схилу Воронізького масиву, з глибиною залягання кристалічного фундаменту від 2,0 до 5,0 км. Прогностні запаси пов'язувалися з породами нижнього карбону, а найбільш розповсюдженою формою пасток ВВ вважалася антиклінальна складка [4].

У 1984 році була опублікована значна та ґрунтовна праця по геології і нафтогазоносності ДДЗ (редактори Ю.О. Арсірій, В.О. Вітенко, О.М. Палій та ін., 1984) [3, 50], в якій приводяться концентрації запасів газу і нафти. Територія ПБ ДДЗ по нафті віднесена (по найбільш зануреній частині, від широти м. Харкова до крайового порушення) до останньої, VII категорії. Весь район північніше – до малоперспективних площ. По газу – прилягаюча до грабену частина борту віднесена теж до низької V категорії, а вся інша – до території з нез'ясованими перспективами.

Уявлення, що склалися про геологічну будову борту вплинули на характер направленості пошукових робіт. В першу чергу це відобразилося на інтерпретації даних сейсморозвідки, яка картувала антиклінальні структури прижаті до розривних порушень. З 1975 р. по кінець 80-х років виявлено і закартовано більшу частину відомих на сьогоднішній день структур. Деяка частина з них в міру готовності вводиться в глибоке пошуково-розвідувальне буріння, при цьому схема розташування свердловин направлена на опошукування антиклінальних піднять.

З 1980 по 1990 роки в буріння введено біля 25 структур, на 10-ти з яких встановлено промислову нафтогазоносність.

Відкриття тектонічно-екранованих покладів на Борисівському, Наріжнянському, Коробочкинському, Пд.Граківському підняттях спростувало думку про повсюдне розповсюдження антиклінальних пасток і покладів ВВ тільки у нижньокам'яновугільних відкладах.

Третій, сучасний етап дослідження території починається наприкінці 80-х, коли кількісні геологічні дані переходять у нові, якісні уявлення про будову земель.

ПБ ДДЗ визначено як найперспективніший об'єкт для пошуку ВВ ДДЗ (В.В. Крот, Є.С. Дворянин, П.Т. Павленко, В.П. Ключко, І.І. Чебаненко, В.О. Краюшкін та ін.). У 1985 р. на Хухринській і у 1988 р. Юліївській площах отримано промислові припливи вуглеводнів з кристалічних порід фундаменту, що стало підставою у 1988 році, за ініціативою провідних фахівців підприємств «Укргеологія», «Полтавнафтогазгеологія», «УкрндіГРІ», «Укрнафта», «Укргазпром», ІГН АН УРСР, для складання «Комплексної програми вивчення перспектив нафтогазоносності кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ на 1989-1995 рр.» [72, 82]. Програмою передбачалося вирішити велике коло питань пов'язаних з пошуками покладів ВВ в породах фундаменту, в тому числі вивчення розломно-блокової тектоніки, виділення глибинних розломів і зон тріщинуватості кристалічних порід. Основні результати досліджень приведені в роботах І.І. Чебаненко, В.П. Ключко, Є.С. Дворянина, та ін [32, 59, 71, 88, 97]. Ці фактичні дані дозволили остаточно впевнитися про широке розповсюдження диз'юнктивних дислокацій осадового чохла, що впливають на площинне розміщення нафтогазових покладів ВВ, а також сприяють подальшому розвитку теоретичної бази формування тектонічно-екранованих пасток ВВ ДДЗ та їх класифікації, основу якої, для ДДЗ, закладено Б.П. Кабишевим, Н.Я. Барановською, Є.К. Гончаровим, І.В. Височанським, В.А. Вітенко та ін.

Розвиток ідей про регіональний характер незгідних скидів, моноклінальне залягання кристалічної основи і нижньокам'яновугільного структурного поверху знайшло відображення у роботах науковців «Укрндігазу» [49]. У 1991 році базуючись на фактичному матеріалі по Юліївській і Коробочкинській структурним зонам, ними сформульовані загальні структурно-геологічні особливості і закономірності розміщення пасток ВВ в осадовому чохлі, в 1996 році виділено основні морфологічні типи структурних форм і покладів ВВ ПБ ДДЗ [47, 48]. При цьому відмічено значні зміщення склепінь піднять (до 2.0-2.5 км) різних стратиграфічних рівнів на структурах які утворені незгідними скидами.

У 1997 році незгідні скиди визначено як головні структуроутворюючі елементи борту (Є.С. Дворянин) [26]. Він дав більш чітке наукове визначення терміну «борт» западини, до якого відноситься територія неглибоко залягаючого фундаменту (до 5000 м), котра обмежує грабен і позбавлена девонських порід, та неузгоджено перекрита нижньокам'яновугільними відкладами. Контури нафтогазоперспективності цих відкладів на ПБ ДДЗ проводяться по глибині залягання поверхні фундаменту від 700 до 1000 м. Встановлені зони концентрації неузгоджених скидів і висловлено думку, що більшість з них утворилася на рифтовому етапі розвитку регіону. За думкою Є.С. Дворянина, їх природу контрастно ілюструють сейсмічні часові розрізи, що пропонується широко використовувати як основну пошукову ознаку при розміщенні перших свердловин. Розроблена класифікація тектонічно-екранованих пасток для пошуків вуглеводнів на бортових монокліналях, і встановлено, що найкращі екрануючі властивості мають неузгоджені скиди, які є похованими і, як правило, вище до тріасової поверхні не проявляються. Встановлено, що розривні порушення, і зокрема, неузгоджені скиди на різних стратиграфічних рівнях утворюють неоднакові і нетрадиційні пасткові умови для акумуляції вуглеводневої сировини та потребують цільового погоризонтного вивчення пошуково-розвідувальним бурінням свердловин, які пропонується закладати вздовж простягання незгідних скидів.

У 80-90-х роках значна увага питанням пошуку ВВ на ПБ ДДЗ приділялася відкладам нижнього карбону, породам кристалічного фундаменту та верхній його частині – корі вивітрювання, в той же час, відклади середнього і верхнього карбону, залишалися поза увагою дослідників. Існування думки про слабку перспективність відкладів середнього карбону призвело до того, що навіть повний комплекс геофізичних досліджень у свердловинах виконується починаючи тільки з глибини залягання серпуховського ярусу (Юліївська площа св.1-10).

У 2001 році виконано оцінку прогнозних ресурсів ВВ ПБ ДДЗ (Б.П. Кабишев, 2001 р.) згідно якої вони склали 314,2 млн. т у.п., в тому числі по породах фундаменту 88,5 млн. т.у.п. Тобто, біля 30% нерозвіданих ресурсів прогнозувалося у слабо проникнутих тріщинних колекторах.

Таким чином, за більш ніж 60 річну історію освоєння дослідженої території борту було виявлено і закартовано біля 100 перспективних структур, на 60-ти з яких проведено або проводиться в цей час глибоке буріння. На 25 структурах встановлено промислову нафтогазоносність відкладів нижнього, середнього та верхнього карбону і порід кристалічного фундаменту [42].

На цей час на досліджуваній площі пробурено біля 370 глибоких свердловин. Більш ніж 30 структур виведено з буріння із негативним результатом, основною причиною чого є своєрідна геологічна будова території, та низька достовірність, суперечливість, а часто і не спроможність сейсмічних структурних побудов, які покладено в основу пошукових проектів. Свердловини, які закладені у склепіннях піднять по даним однієї сейсмопартії, виявляються пробуреними на крилах по даним другої сейсмопартії.

Окрім планового зміщення склепінь на ряді структур встановлена незгідність глибини залягання фундаменту та верхньовізейсько-нижньосерпуховського підповерху по даним сейсморозвідки та буріння. На Граківському піднятті фундамент розкритий на 570 м вище очікуваної глибини, у межах Василенківського і Борисівського піднять ця величина складає 300 м.

Переважає розповсюдження на ПБ ДДЗ пластових покладів товщиною не більше 10-15 м приводить до того, що тектонічними екранами можуть виступати малоамплітудні порушення (25-30 м). Диз'юнктиви такої амплітуди сейсморозвідкою виявляються недостатньо впевнено. Значні труднощі виникають при інтерпретації трасування незгідних скидів, основних структуроутворюючих елементів борту [39].

Підсумовуючи, слід зазначити, що незважаючи на значний обсяг виконаних сейсмічних досліджень і пошуково-розвідувального буріння, до теперішнього часу не існує єдиних поглядів на його геологічну будову, нафтогазоносність чохла і фундаменту та морфологічні типи локальних структур-пасток ВВ, що розповсюджені в його межах.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Геологічна будова Північного борту Дніпровсько-Донецької западини досліджувалася багатьма науковими та виробничими організаціями з використанням даних по глибокому бурінню, матеріалів сейсморозвідки та дистанційних методів дослідження. В регіональному плані виконаний ряд структурно-геологічних побудов Північного борту ДДЗ та запропонований ряд підходів до формування родовищ вуглеводнів. Однак при переході на локальні об'єкти, з метою пошуків та розвідки родовищ бурінням, геологи зіштовхуються зі складною дрібноблоковою будовою, яка неточно відображається на сейсмічних картах виконаних за результатами геофізичних досліджень, а як наслідок виникають складнощі з коректним закладанням свердловин і зменшується ймовірність нових промислових відкриттів. Залишається ряд невирішених питань, що до методичних підходів прогнозування покладів вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту та визначення малоамплітудних розломів, які можуть виступати тектонічними екранами.

РОЗДІЛ 2. СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ПОШУКІВ ВУГЛЕВОДНІВ В ПОРОДАХ КРИСТАЛІЧНОГО ФУНДАМЕНТУ

2.1. Проблема походження вуглеводнів

Походження нафти і газу цікавить дослідників з моменту початку промислового видобутку цього виду мінеральної сировини. Історія розвитку сучасних уявлень про походження нафти і газу сьогодні досить детально висвітлена в багатьох підручниках і книгах, як монографічного характеру так і популярних, а також в численних статтях.

Наукова постановка проблеми походження нафти і газу пов'язана з іменами таких видатних учених як М.В. Ломоносов, А. Гумбольт, Ч. Лайель, Д.І. Менделєєв і В.І. Вернадський.

В результаті досліджень багатьох поколінь геологів і хіміків до теперішнього часу в нафтогазовій геології склалися дві основні точки зору на походження нафти і газу, які отримали назву органічної (біогенної) і неорганічної (абіогенної) теорій. Відповідно до першої теорії нафтогазові вуглеводні (ВВ) утворюються з органічної речовини (ОР) відмерлих організмів, похованих в осадових породах. Відповідно до другої – джерелом нафти і газу є флюїди і гази, що надходять з глибоких земних надр. Не залежно від місця і способу виникнення, рідкі та газоподібні ВВ заповнюють геологічні пастки-колектори, що знаходяться в земній корі, формуючи скупчення нафти і газу. Обидві точки зору сьогодні існують в численних модифікаціях, підтримуються великим числом прихильників і спираються на величезний обсяг експериментів і теоретичних робіт. На їх основі розроблено критерії ефективного пошуку нафтогазових родовищ [7, 62, 100].

Такими загальновизнаними критеріями є: наявність великих басейнів минулого або сучасного осадконакопичення з насиченими ОР нафтоматеринськими породами (органічна теорія) і субвертикальних розломів земної кори – каналів дегазації [56], по яких флюїди надходять з надр до поверхні (неорганічна теорія), а також присутність специфічних геологічних структур – пасток, що накопичують ВВ. Поєднання цих умов підтверджується практикою пошуків, розвідки і розробки

нафтогазових родовищ, хоча і не в усіх випадках. Остання обставина спричиняє тривалі довгі роки наукові дискусії між «органіками» і «не органіками» з питань генезису нафти і газу.

Початок цілеспрямованої розробки ідеї про органічне походження нафти було покладено більше двохсот років тому М.В. Ломоносовим, який запропонував гіпотезу про утворення нафти в результаті підземної перегонки органічної речовини (вугілля, торф), що міститься в породах Землі.

Окремі аспекти сучасної теорії біогенного генезису нафти і газу формуються в працях вітчизняних (Н.І. Андрусов, А.Д. Архангельський, Н.Д. Зелінський, В.І. Вернадський, І.М. Губкін, Г.П. Михайловський) і зарубіжних (Ф. Ван-Тайл, Г. Гефер, Г. Потоньє, П. Траск, Д. Хант, К. Енглер) вчених в кінці XIX і на початку XX століття. Однак біогенна концепція, як цілісна теорія походження нафти і газу, була сформульована І.М. Губкіним в його роботі "Вчення про нафту" [25]. При цьому слід підкреслити, що він розглядав цю проблему не ізольовано, як самостійне явище, а комплексно, в сукупності з усіма природно-історичними процесами Землі, які є складовими частинами геологічної форми руху матерії.

Як писав І.М. Губкін, в його роботі зроблена спроба підійти до процесів нафтоутворення і утворення нафтових родовищ з діалектичної точки зору, виходячи з положення про те, що ці процеси представляють один зі струменів єдиного діалектичного процесу розвитку Землі [25].

Не менш важливу роль у формуванні та розумінні теорії походження вуглеводнів зіграли праці видатного вченого В.І. Вернадського – основоположника геохімії і, зокрема, основ біогеохімії нафти, який розробив геохімічну систему взаємодії вуглецю з «живою речовиною» біосфери.

Подальші дослідження вчених (А.А. Алізаде, А.А. Бакіров, Н.Б. Вассоевич, М.Ф. Мірчінк, А. Леворсен, В. Лінк, А.А. Трофимчук, В.А. Успенський, Д. Хант, Б. Тіссо та ін.) розвивалися в напрямку вивчення геологічних умов розміщення скупчень вуглеводнів в земній корі, геологічних і геохімічних умов утворення нафтогазоматеринських відкладів та фізико-хімічних процесів перетворення

органічної речовини в вуглеводні, міграції вуглеводнів в колектори і формування покладів.

Емпіричними підставами для пояснення походження ВВ відповідно до даної теорії служать наступні аргументи:

1. Всі осадові породи, від найдавніших до сучасних, містять органічну речовину. Середній вміст біогенного вуглецю в осадових відкладах, становить 12-15 кг на 1 м³ породи. Ця ОР за своїм складом близька до керогену горючих сланців і вугілля [11].

2. У всіх без винятку осадових породах присутня ОР. Причому певну її частину складають бітумоїди. Середній їх вміст в осадових породах складає 250-300 г/м³. Наявність в породах бітумоїдів є одним з найважливіших наслідків фосилізації ОР осадових порід з утворенням газонафтових ВВ. Дана обставина дозволила Н.Б. Вассоевичу зробити висновок, що нафта є продуктом літогенезу [16].

3. Модельними експериментами встановлено, що в процесі занурення ОР вглиб земної кори, з ростом температури і тиску, відбувається закономірна зміна фракційного складу продуктів розкладу ОР. Вихід рідких фракцій ВВ спочатку зростає, а потім, у міру виснаження ресурсної функції осадових порід, скорочується. Ця «головна зона нафто утворення» зазвичай приходить на глибини 1-3 км.

4. Для осадових порід характерне переважання органічної речовини одного з двох типів: а) сапропелевого, що утворюється з останків морського біоса, і б) гумусового, що виникає з відмерлої наземної рослинності. Специфіка різного типу ОР проявляється в компонентному складі ВВ нафт, що дозволяє розділяти нафти різного генезису.

5. Існує певний зв'язок між кількістю і типом бітумоїдів (розчинна частина ОР порід), керогеном (нерозчинна частина ОР) і складом нафти. Цей зв'язок проявляється як у подібності складу ВВ бітумоїдів і нафти (за даними хроматографії), так і у присутності в них водню, кисню, азоту, сірки і нерідко металів, зокрема нікелю і ванадію (за даними спектральних аналізів).

6. У межах одного родовища існують нафти декількох стадій генерації, що відповідають різному ступеню катагенетичного перетворення вихідної ОР вміщуючих порід.

7. Присутність у складі нафти молекулярних структур, властивих виключно тканинам живих організмів, так званих «біомаркерів» або мікрофосилій. Вміст деяких з них, зокрема, пристану і фітану досить значний, щоб вважати їх сторонніми домішками.

8. Ізотопний склад метану, гелію та інших газів нафтових родовищ і еманцій грязьових вулканів істотно відрізняється від складу газів фумаролів серединно-океанічних хребтів по співвідношенню $\text{CH}_4/{}^3\text{He}$. У останніх це відношення відповідає газам мантійного походження. Різко відрізняються мантійні гази від газів нафтових родовищ і по співвідношенню ізотопів ${}^3\text{He}/{}^4\text{He}$.

Цей список аргументів може бути доповнений і багатьма іншими фактами [11], що свідчать на користь механізму нафтогазоутворення, розробленого в рамках органічної теорії.

Гіпотези неорганічного походження нафти і газу з'явилися на початку XIX ст. (Гумбольдт). Пізніше М. Бертелло, А. Біассон, С. Клоец запропонували свої гіпотези, розроблені на основі проведених лабораторних досліджень по неорганічному синтезу вуглеводнів.

Д.І. Менделєєв у книзі «Основи хімії», опублікованій в 1877 р, сформулював свою широко відому «карбідну гіпотезу». Відповідно до цієї гіпотези по тріщинах в земній корі, в глибокі надра, проникає атмосферна вода, яка вступає в реакцію з карбідом заліза і, взаємодіючи з вуглецем, утворює граничні і ненасичені вуглеводні. Ці вуглеводні по тріщинах, розвиненим уздовж гірських систем, піднімаються в осадову товщу і скупчуються у вигляді покладів нафти. Свої припущення Д.І. Менделєєв підкріпив, отримавши рідку вуглеводневу суміш при обробці марганцевого чавуну, (з 8% вмістом вуглецю) соляною кислотою [64].

Інший напрямок уявлень про неорганічне походження нафти і газу розвивався В.Д. Соколовим [94], який на підставі встановленої ним присутності вуглеводневих газів і вуглецю в хвостах комет, і водню в космічному просторі, висловив ідею про

формування вуглеводнів в глибинних надрах Землі ще під час її утворення. Найбільш послідовно цю гіпотезу розробляв П.М. Кропоткін, на думку якого вуглеводні надходять в осадову товщу літосфери в результаті дегазації мантиї. За сучасними уявленнями земна кора і верхня мантия поділяються на дві геосфери: верхню – оксисферу (глибиною до декількох кілометрів) і нижню – редуктосферу (глибиною до 150 км), що характеризується відновною обстановкою у флюїдно-газовій фазі, яка містить багато водню, метану та інших вуглеводнів, а також H_2O , CO і H_2S , значну кількість азоту і гелію. Прорив цих газів по розломах у верхні шари, де вони затримуються в пастках, головним чином серед осадових порід, може бути джерелом накопичення газу, конденсату та нафти [57].

Інших уявлень про механізм утворення скупчень вуглеводнів дотримувався Н.А. Кудрявцев [60]. На його думку, вуглеводні які містилися в пиловій хмарі при формуванні планети Земля під дією температур, в декілька тисяч градусів, розпадалися на вуглеводневі радикали і водень. Піднімаючись в верхні частини літосфери вже при відносно невисоких температурах ці радикали і водень з'єднувалися, утворюючи скупчення нафти і газу.

Навіть з дуже короткого розгляду різних гіпотез походження нафти і газу видно, наскільки складна ця проблема.

Неорганічна теорія нафтогазоутворення емпірично заснована на широко поширених фактах інтенсивної вуглеводневої дегазації Землі, а також на можливості каталітичного синтезу ВВ в лабораторних умовах при різних тисках, температурах і на різних каталізаторах. Вона спирається на наступні основні аргументи і факти:

1. Крайня нерівномірність розповсюдження запасів нафти на нашій планеті. Наявність нафти у породах фундаменту, а також присутність слідів нафтових ВВ в кристалічних, метаморфічних, метасоматичних і вивержених породах, що залягають нижче осадових гірських порід.

2. Широке поширення в кристалічних породах і в багатьох рудах розсіяних ВВ і вуглецевих мінералів (в тому числі «крапель нафти» в кристалах) поза контактами з осадовими породами [81].

3. Присутність вуглеводнів в глибоководних гідротермах серединно-океанічних і окраїнних хребтів океанів і морів.

4. Можливість синтезу широкого спектру газонафтових ВВ в умовах лабораторії [92, 110].

5. Зв'язок багатьох великих нафтогазових родовищ з розломами земної кори, які є шляхами субвертикальної міграції флюїдів, а також з газовим і грязьовим вулканізмом [58].

6. Присутність вуглеводнів та інших вуглецевих сполук абіогенного походження в метеоритній речовині.

7. Наявність включень ВВ флюїдів і газів в алмазах і гранатах основних і ультраосновних ксенолітів кімберлітових трубок, що утворилися на глибинах близько 400 км.

Неорганічна теорія враховує і той факт, що поза біосферою Землі міститься більше 99% рухомого вуглецю нашої планети. Цей вуглець у формі флюїдів і розчинених ВВ газів зосереджений в низах земної кори і породах верхньої мантії [54, 63]. Передбачається [58], що по окремим ослабленим зонам – «трубах дегазації» ВВ можуть підніматися до земної поверхні, заповнюючи на своєму шляху зустрічні пастки.

Найімовірнішим механізмом утворення ВВ є каталітичний синтез ВВ з оксидів вуглецю та водню [104]. Цей синтез з 1936 року освоєний хімічною промисловістю для штучного отримання нафтогазових ВВ по реакції Фішера-Тропша [61].

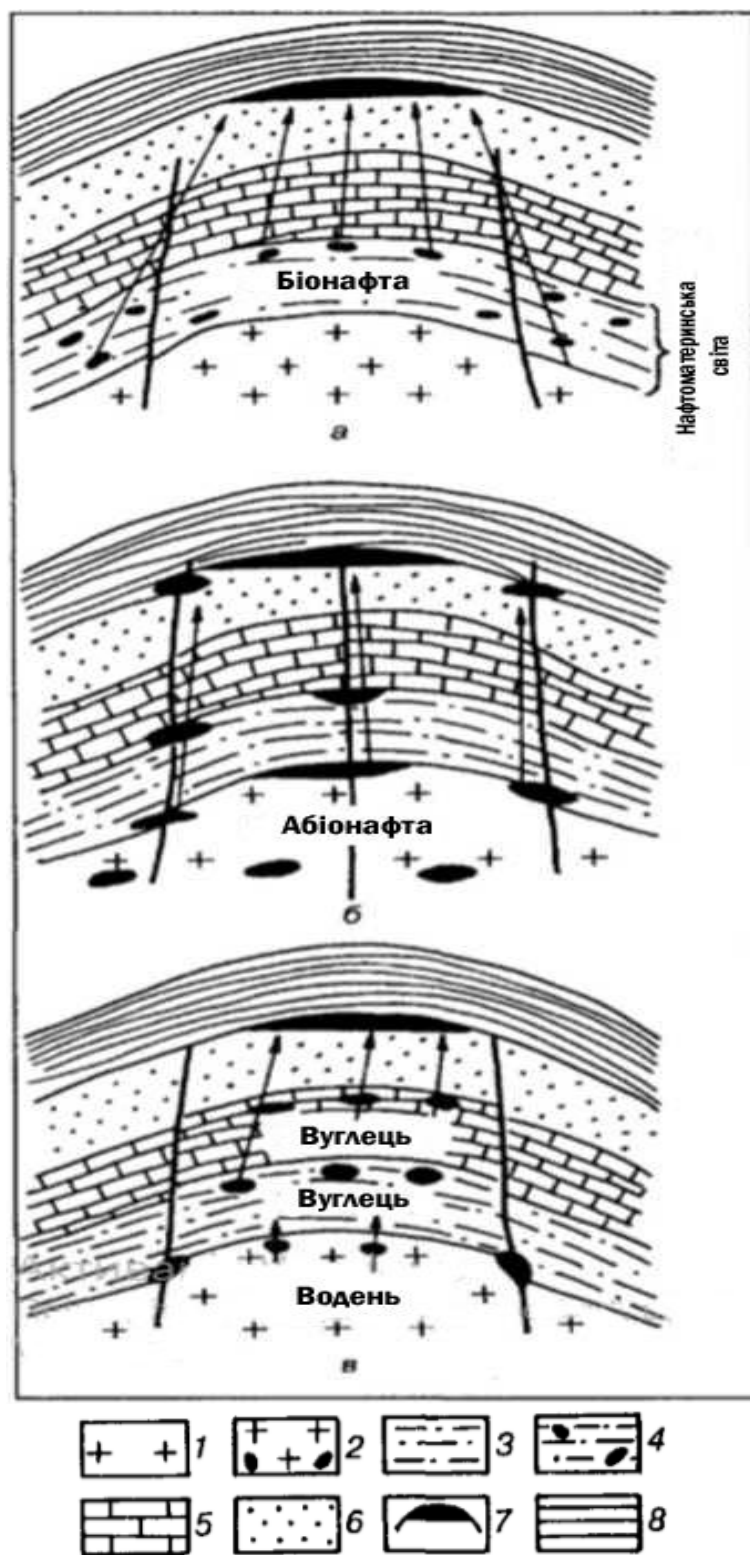
Реакції типу Фішера-Тропша ($\text{CO} + \text{H}_2$), а також інші відомі процеси каталітичного синтезу ВВ з окислених форм вуглецю (CO_2 , CO) і водню (H_2 , H_2O), відносяться до категорії поліконденсаційних екзотермічних реакцій [90], які проходять з виділенням тепла.

Експерименти, розрахунки і промислове виробництво ВВ не залишають сумнівів у тому, що поліконденсаційний синтез ВВ інтенсивно протікає в дуже широких термобаричних умовах, включаючи температури і тиски, властиві надрам Землі від її поверхні до глибин 600 км і більше.

За даними теоретичних і експериментальних досліджень [65] в основі механізму синтезу ВВ в системі (CO_2 , H_2O) лежать процеси руйнування води з утворенням водню, а також окисно-відновні реакції на межі твердої і рідкої фаз в каталітично активних середовищах.

Ряд дослідників традиційні погляди на походження нафти і газу «органічним» або «неорганічним» шляхом замінює уявленнями про їх спільне (мікстгенетичне) утворення [15]. На думку В.П. Гаврилова (2002) головну роль тут відіграють глобальні геодинамічні цикли еволюції літосфери, які створюють сприятливі умови для обміну флюїдами поверхневих (біогенний синтез ВВ) і глибинних (абіогенний синтез ВВ) сфер. Пропонуються і власне «синтетичні» моделі, які намагаються поєднати кращі сторони біогенної і абіогенної гіпотез нафтогазоутворення в рамках одного механізму генерації ВВ [103, 13, 87, 35]. І.І. Чебаненко та ін. припускають, що нафта і газ безпосередньо утворюються у верхніх частинах земної кори в результаті взаємодії мантійного водню з вуглецем, присутнім в породах осадових басейнів. Тим самим нафта і газ утворюються в самій земній корі, а не піднімаються з надр в «готовому» вигляді. Близькі ідеї розвиває А.А. Бардін [13], він вважає вуглець нафти органогенного походження, а водень – глибинним, який виконує функцію селективного адсорбенту, розчинника і транспортного елемента. У мінерально-органічної гіпотези [35] визнається можливість змішаного утворення нафти з похованої ОР осадового чохла і з піднімаючихся знизу флюїдів мантійного походження. Передбачається, що вступаючи в реакції з органічною речовиною в гірських породах і захоплюючи ВВ біогенного генезису, флюїд передає вуглеводням мантійного генезису геохімічні риси нафти біогенного походження і навпаки.

Чудову ілюстрацію (Рис. 2.1) цих трьох поглядів (органічного, неорганічного і органічно-неорганічного) ми знаходимо в монографії Чебаненко та ін. [103].



1 – кристалічні породи; 2 – кристалічні породи з включеннями абіогенної нафти; 3 – піщано-глинисті породи; 4 – кристалічні породи з включеннями біогенної нафти; 5 – вапняки; 6 – пісковики-колектори; 7 – скупчення нафти в промислових об'ємах; 8 – глинисті та інші щільні породи-покришки

Рисунок 2.1. Принципові схеми формування нафтових і газових родовищ згідно органічної (а), неорганічної (б) і осадово-неорганічної (в) теоріям

2.2. Науково-теоретична основа акумуляції вуглеводнів в кристалічному фундаменті

Більшість відкритих покладів нафти і газу в породах фундаменту приурочені переважно до тріщинуватих колекторів. Саме зони розвитку розущільнених тріщинних, тріщинно-кавернових і тріщинно-каверново-порових порід є осередками акумуляції вуглеводнів. Формування таких зон відбувається під впливом статичних і динамічних внутрішніх і зовнішніх напружень при відносно швидкому зниженні тиску і температури, супроводжуваному імпульсом енергії, що виділяється, – і є першопричиною руйнування порід [108].

Аналіз геологічних матеріалів по закордонних родовищах нафти і газу в утвореннях фундаменту [30, 107] показав, що в кристалічних породах поширена переважно тріщинна та тріщинно-кавернозна пустотність, причому поширена вкрай нерівномірно як по площі, так і по розрізу. Інтервали максимального припливу нафти з багатометрового випробуваного розрізу фундаменту можуть бути незначні по товщині, приблизно 20-40 м (до 60-80% отриманого дебіту). На ряді родовищ (наприклад, на північному склепінні родовища Білий Тигр, В'єтнам) перші породи-колектори знаходяться на глибині 500-700 м від поверхні фундаменту [108].

Які ж саме геологічні процеси впливають на формування первинної пустотності в кристалічних породах фундаменту? Процес охолодження магматичного розплаву та формування пустотності гранітоїдних масивів починається зі стадії їх охолодження. Початкова температура магматичного розплаву становить близько 900 °С. Охолодження відбувається нерівномірно, найбільш швидко – на контакті з вміщувачими «холодними» породами, температура яких значно нижче, ніж магми. Тому по периферії інтрузивного тіла, в результаті такого швидкого охолодження відбувається утворення жорсткого каркаса затверділої лави (зони «загартування»). Унаслідок такого швидкоплинного охолодження (на сотні градусів Цельсія) і значного перепаду тиску відбувається істотне зменшення обсягу тіла, частина цієї усадки припадає на створення контракційної пустотності (зон розущільнення), яка оцінюється за результатами вивчення казахстанських гранітоїдних масивів в 2-3% від загального обсягу

остигшого тіла [76]. Пустотність виражена в тріщинах, кавернах, раковинах, камерах, лінійні розміри яких можуть досягати десятків метрів. Тектонічні процеси вже на стадії охолодження магми починають впливати на формування пустотності і діють протягом усієї геологічної історії розвитку. Численні приклади зв'язку тріщинуватості (хороших ФЄВ порід і нафтоносності) з зонами великих розломів (за світовими родовищ нафти в фундаменті) показані в роботі [109].

Крім процесів, що впливають на формування первинної пустотності, на утворення пустотності впливає і подальше вторинне геохімічне перетворення порід. Інтенсивність і результат цих змін, в значній мірі, залежать від складу порід і характеру зміни основних породоутворюючих мінералів. Так, під впливом високотемпературних, агресивних гідротермальних розчинів на родовищі Білий Тигр формуються високі фільтраційно-ємнісні властивості (ФЄВ) порід і відзначена приуроченість їх і зон підвищеної продуктивності до найбільш кислих магматичних порід, в першу чергу, до гранітоїдів. На родовищі Оймаша (Казахстан) максимальними дебітами (до 350 т/добу) і найкращими ФЄВ ($K_p = 3,4-7\%$, іноді до 12,4%) характеризуються тріщинуваті граніти. На родовищі Ла-Пас, Венесуела, максимальні дебіти також отримані з шарів гранітних товщ, на родовищі Бомбей-Хай (Індія) – з граніто-гнейсів. У Західному Сибіру на ряді тектонічних елементів (Красноленінське склепіння, Шаїмський вал) виявлені ділянки, де фундамент представлений кислими породами і де на утворення тріщинної пустотності одночасно позитивно впливають значна тектонічна напруга, пов'язана з зонами розломів і склад порід фундаменту (в яких під впливом гідротермальних процесів пустотність збільшується). На формування вторинної пустотності впливають також і екзогенні процеси, з якими пов'язане утворення кір вивітрювання. Саме з корою вивітрювання фундаменту до теперішнього часу і пов'язані, в основному, отримані промислові припливи нафти [15, 38].

Таким чином, основними геологічними процесами, що впливають на формування зон розуцільнених тріщинуватих кристалічних порід фундаменту є первинна пустотність (утворюється в результаті охолодження магми і тектонічних

процесів) та вторинна (накладена) пустотність, яка формується під впливом гідротермальних і гіпергенних процесів.

2.3. Міжнародний досвід відкриття покладів вуглеводнів в кристалічному фундаменті

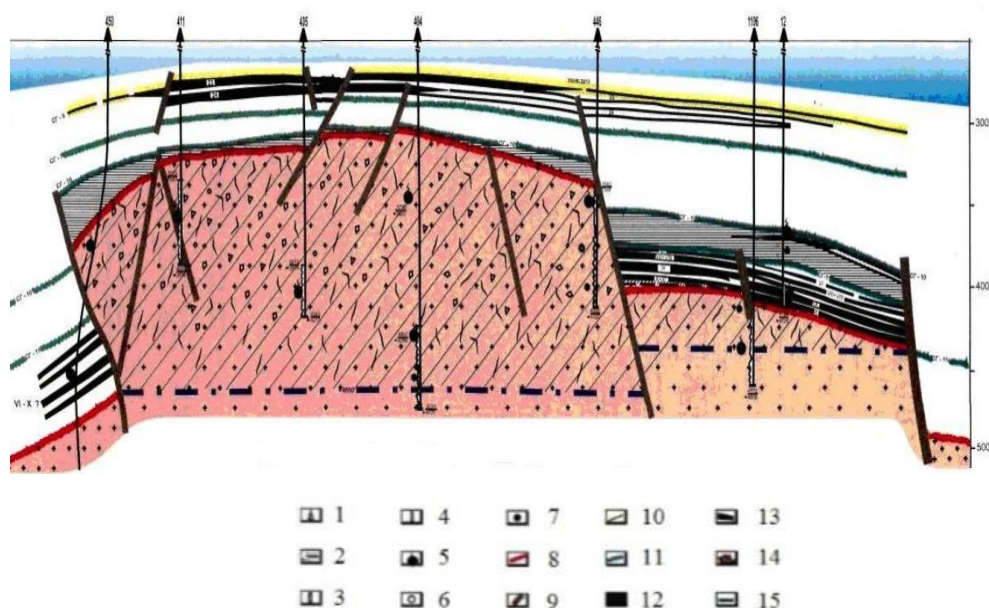
Промислова нафтогазоносність фундаменту платформних областей є однією з активно обговорюваних проблем в сучасній геології нафти і газу. Активізації дискусії послужило відкриття в 1988 р унікального нафтового покладу в гранітах мезозойського фундаменту шельфу південного В'єтнаму на родовищі Білий Тигр.

Однак ця проблема виникла раніше. Вона бере свій початок з часу отримання промислового припливу нафти і газу з тріщинуватих гранітів на родовищі Пенхендл-Хьюгтон (США) в 1918 році, а у 1925 році на гігантському нафтовому родовищі Ла-Пас (Венесуела) в розуцільнених метаморфічних породах і гранітах виявлений ще один поклад нафти у кристалічному фундаменті.

Перше цілеспрямоване буріння з метою оцінки нафтоносності фундаменту було проведено в Венесуелі на родовищі La Paz в басейні Маракайбо. Св. Р-86, пробурена в 1953 р., розкрила 332 м порід фундаменту, представлених в основному гранітами і гранодіоритами. При випробуванні порід фундаменту отримано приплив легкої нафти (0.855 г/см^3) дебітом $620 \text{ м}^3/\text{добу}$. До 1987 року на цьому родовищі у фундаменті було пробурено 29 свердловин, з яких 17 виявилися продуктивними. Нафта міститься в тріщинуватих гранітах, гранодіоритах, місцями в метаморфічних породах. Середня глибина розкриття фундаменту від його покрівлі становить 500 м, максимальна – 940 м, середній початковий дебіт нафти склав $572 \text{ м}^3/\text{добу}$, максимальний – $1828 \text{ м}^3/\text{добу}$ [55].

В утвореннях фундаменту відкриті, в тому числі, великі і гігантські родовища, такі як, згаданий вище, Білий Тигр (Рис. 2.2-2.3), початкові видобувні запаси якого складають понад 500 млн.т., з дебітом до 2000 т/добу. Скупчення вуглеводнів розташовані в масивних тріщино-кавернозних магматичних і метаморфічних породах, приурочених до похованих виступів фундаменту. Флюїдоупорами є перекриваючі фундамент глинисті, аргілітові, вапняково-доломітові і соляні товщі, а

також поганопроникні магматичні породи, що залягають у верхній частині гранітоїдних масивів.



1 – пробурені свердловини; 2 – у чисельнику - забій пробурених свердловин, в знаменнику - абсолютна відмітка; 3 – інтервал відкритого стовбура; 4 – інтервал перфорації; 5 – фонтан нафти; 6 – немає припливу; 7 – нафтопрояви; 8 – поверхня фундаменту; 9 – тектонічні порушення; 10 – межа СГ-5 згідна; 11 – межі СГ-7-10-11; 12 – глинисто-аргілітова товща верхнього олігоцену (покришка); 13 – нафтоносні горизонти, 14 – поклад нафти в тріщинувато-кавернозному гранітному масиві; 15 – умовний водонафтовий контакт.

Рисунок 2.2. Родовище Білий Тигр: поперечний геологічний розріз через склепінну частину родовища [101]

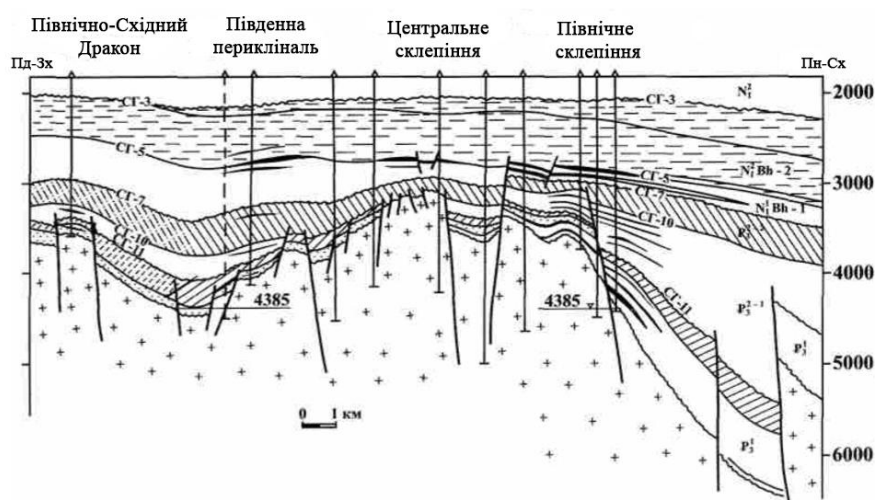


Рисунок 2.3. Повздовжній геологічний розріз родовища Білий Тигр, складений по Х.Д. Тієну (зі змінами автора) [101]

На даний момент відомо більше 450 родовищ з промисловими скупченнями нафти, газу і конденсату в фундаменті 54 нафтогазоносних басейнів світу [20].

Загалом, можна сказати, що скупчення нафти і газу в магматичних і метаморфічних породах фундаменту і корах вивітрювання відкриті практично на всіх континентах і в акваторії Світового океану. Однак, незважаючи на відкриття в фундаменті промислових родовищ, в тому числі великих, цілеспрямовані пошуки покладів вуглеводнів в фундаменті, особливо в магматичних породах, ведуться в обмежених обсягах. Це обумовлено, перш за все, тим, що на даний момент не розроблені пошукові методи виявлення покладів вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту. У той же час відкриття ряду високопродуктивних родовищ нафти в магматичних породах, включаючи родовища на шельфі південного В'єтнаму, а також численних родовищ нафти і газу в ефузивних і метаморфічних породах спонукає геологічні компанії і науковців до розробки методів прогнозування ВВ у породах кристалічного фундаменту.

2.4. Нафтогазоносність кристалічного фундаменту України

Проблема промислової нафтогазоносності фундаменту осадових басейнів України була обґрунтована і подана виробничим організаціям України в 1960-1970-х роках колективом вчених і виробничників під керівництвом академіка Володимира Борисовича Порфір'єва. Головним у цій проблемі стало обґрунтування положень і закономірностей абіогенної теорії (керівної на той час) походження нафти, що утворилась на глибинах десятки чи сотні кілометрів в верхній мантії Землі при температурі 1000 °С. В 1969 р. В.Б. Порфір'єв і В.І. Сазанський обґрунтували ідею неорганічного синтезу вуглеводнів та запропонували об'єкт розвідки в районі лінії міст Павлоград – Новомосковськ [83]. Йшлося про південно-східну частину Південного борту ДДЗ, де ще в 1948 р. відмічено нафтопрояви в карбонічних відкладах.

Практичним підтвердженням прогнозу вчених стало виявлення рідкої нафти в породах кристалічного фундаменту в районі м. Кобеляки, де в 1969 р. Дніпропетровською геологорозвідувальною експедицією тресту «Дніпрогеологія»

виконувалось глибинне картування. Тут свердловина 8-ГК глибиною 1046 м розкрила 11 горизонтів з нафтопроявами в фундаменті, який зустрінуто на глибині 993 м.

Таким чином, породи фундаменту стають новим об'єктом розвідки і в 1973 р. В.Б. Порфір'єв зі співробітниками склали «Научное обоснование проекта поисково-разведочных работ на нефть и газ в трещиноватых породах фундамента Днепровско-Донецкой впадины». Автори обґрунтування, зокрема, акцентували увагу на тому, що для України це зовсім нова проблема, хоч у світі на цей час вже було зафіксовано біля 300 випадків скупчення нафти і газу в породах фундаменту.

В 1987 році в першій пошуковій свердловині Юліївська-2 для випробування порід фундаменту відділ геотектоніки Інституту геологічних наук НАН України (Клочко В.П., Чебаненко І.І.) обґрунтував не тільки доцільність спуску експлуатаційної колони, але й визначив об'єкти в розкритій частині докембрійських кристалічних утворень. Геофізична характеристика порід осадочного чохла в свердловині № 2 була негативною, а по фундаменту, як і в попередніх випадках, невизначеною. При поверхні фундаменту на глибині 3464 м спочатку були випробувані інтервали 3636-3735 і 3735-3800 м. На 7-мм штуцері одержано 77 тис. м³/добу газу і 13,5 м³/добу конденсату. Таким чином, був випробуваний об'єкт на 172-336 м нижче поверхні фундаменту і 150 м нижче підосви кори вивітрювання. Пізніше був одержаний фонтан із кори вивітрювання (3468-3486 м), а термодобітометрією встановлено ще два працюючих інтервали на глибинах 3516 - 3529 і 3547-3550 м. Цей результат був встановленим фактом незалежно від існуючих поглядів на походження вуглеводнів [36].

Обговорення результатів пошукового буріння в свердловині Юліївська-2 закінчилося складанням першої в колишньому Радянському Союзі офіційної комплексної програми промислових пошуків вуглеводнів на Північному борті ДДЗ у докембрійських утвореннях кристалічного фундаменту [27, 28]. Комплексність програми полягала у тому, що нафтогазоносність порід кристалічного фундаменту повинна була вивчатись паралельно з традиційними дослідженнями структур у

відкладах осадового чохла. Це було доцільно за фінансовими та організаційними обставинами.

Як результат з 1985 року на Північному борту ДДЗ було відкрито 8 родовищ на яких встановлені промислові скупчення вуглеводнів у породах фундаменту.

Доцільно буде привести опис по продуктивним свердловинам родовищ ВВ які розкрили породи фундаменту та результатам їх випробувань, який приведено у роботі [36]:

Юлївське родовище ВВ.

Св. № 1: породи фундаменту (ф.) з 3509 м, перфорація (п.): 3513-3521 м і 3542-3795 (фільтр) м, дебїти на 8-мм штуцері: газу – 169 тис. м³/добу, конденсату – 20 м³/добу, за термодобітометрією у ф. працюють інтервали: 3517-3519, 3704-3708 і 3720-3725 м.

Св. № 2: ф. з 3464 м, п.: 3468-3486 м, дебїти на 6-мм штуцері: газу – 172 тис. м³/добу, конденсату – 7,6 м³/добу, п.: 3636-3735 і 3736-3800 (відкритий ствол) м, дебїти на 7-мм штуцері: газу – 77 тис. м³/добу, конденсату – 13,5 м³/добу. За термодобітометрією у ф. працюють інтервали: 3468-3471, 3516-3529, 3547-3550, 3670-3710 м і нижче (з технічних причин прилади вниз не пройшли).

Св. № 3: ф. з 3545 м, п.: 3552-3570 м, дебїти на 4-мм штуцері: газу – 35 тис. м³/добу, конденсату – 5,7 м³/добу.

Св. № 5: ф. з 3754 м, п.: 3714-3716 і 3756-3760 м, дебіт газу на 8-мм штуцері 126,2 тис. м³/добу.

Св. № 7: ф. з 3617 м, п.: 3569-3575, 3578-3582, 3828-3861 і 3614-3626 м, дебїти на 10-мм штуцері: газу – 353 тис. м³/добу, конденсату – 139 м³/добу, за термодобітометрією у ф. працюють інтервали: 3614-3625 і 3632-3058 м.

Св. № 9: ф. з 3583 м, п.: 3535-3545 і 3604-3612 м, дебіт газу з конденсатом 336 тис. м³/добу на 10-мм штуцері, за термодобітометрією у ф. конденсатом працює інтервал: 3604-3612 м.

Св. № 10: ф. з 3541 м, інтервал випробування 3618-3687 м, дебіт нафти 45 м³/добу.

Св. № 14: ф. з 3679 м, п.: 3685-3695 м, дебiти на 7-мм штуцерi: газу – 144 тис. м³/добу, конденсату 12 м³/добу.

Св. № 50: ф. з 3496 м, п.: 3560-3674, 3500-3552 м, дебiт газу 455 тис. м³/добу на 16-мм штуцерi, за термодebiтометрiєю у ф. працює iнтервал: 3501-3520 м.

Св. № 71: ф. з 3477 м, п.: 3482-3497 м, дебiт газу 1017 тис. м³/добу на 18-мм штуцерi, абсолютно вiльний дебiт газу – 2879 тис. м³/добу.

Хухринське родовище ВВ.

Св. № 1: ф. з 3187 м, п.: 3200-3280 м, дебiти на 12-мм штуцерi: нафти – 69 м³/добу, газу 99 тис. м³/добу, за термодebiтометрiєю у ф. працюють iнтервали: 3204-3206 i 3257-3272 м.

Св. № 5: ф. з 3202 м, п.: 3207-3212 м, дебiти на 6-мм штуцерi: нафти – 144 м³/добу, газу – 64 тис. м³/добу.

Св. № 6: ф. з 3273 м, п.: 3280-3330, 3000-3330, 3330-3340 м, дебiт нафти 2,1 м³/добу.

Св. № 9: ф. з 3201 м, п.: 3213-3225 м, дебiти на 10-мм штуцерi: нафти 242 м³/добу, газу – 120 тис. м³/добу, п.: 3230-3250 м, дебiт нафти з мiнералiзованою водою 3,5 м³/добу.

Чернечинське родовище ВВ.

Св. № 2: ф. з 3139 м, п.: 3244 3272 м, дебiти на 6-мм штуцерi: нафти – 96 м³/добу, газу – 2,4 тис. м³/добу, за термодebiтометрiєю у ф. працює iнтервал: 3251-3272 м.

Св. № 3: ф. з 3238 м, п.: 3240-3260 м, дебiт нафти 24 м³/добу па 3-мм штуцерi.

Св. № 7: ф. з 3185 м, п.: 3190-3198 м, дебiт нафти 18 м³/добу.

Св. № 22: ф. з 3250 м, п.: 3254-3264 м, промисловий приплив нафти.

Огульцiвськс родовище ВВ.

Св. № 13 – Нарiжнянська: ф. з 4010 м, п.: 4020-4041 м, дебiт газу 222 тис. м³/добу на 8-мм штуцерi.

Коробочкинське родовище ВВ.

Св. № 56: ф. з 3135 м. п.: 3135-3151, 3167-3173 м, дебiт газу 20 тис. м³/добу на 5-мм штуцерi.

Скворцівське родовище ВВ.

Св. № 3: ф. з 3324 м, інтервал 3413-3456 м газонасичений за ГДС.

Св. № 6: ф. з 3163 м, п.: 3154-3169, 3154-3173 м, одержано газ, за термодобітометриєю у ф. працює інтервал: 3154-3169 м.

Св. № 10: ф. з 3153 м, н.: 3238-3253, 3192-3197, 3164-3172, 3144-3152, 3133-3140 м, дебіти на 8-мм штуцері: газу – 77 тис. м³/добу, конденсату 206 м³/добу, за термодобітометриєю у ф. працюють інтервали: 3164-3172 м – газом та конденсатом і 3192-3196 м – газом.

Також, за інформацією авторів [36] продуктивні свердловини у породах фундаменту є на **Гашинівському** та **Рокитнянському** родовищах.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

На даний момент не існує єдиної точки зору на процеси, що призводять до утворення вуглеводнів. Більшість вчених-дослідників пропонує три підходи до вирішення цього питання: неорганічний, органічний та змішаний (органічно-неорганічний підхід).

Основними геологічними процесами, що впливають на формування зон розущільнених тріщинуватих кристалічних порід фундаменту є первинна пустотність, яка утворюється в результаті охолодження магми і тектонічних процесів та вторинна (накладена) пустотність, яка формується під впливом гідротермальних і гіпергенних процесів.

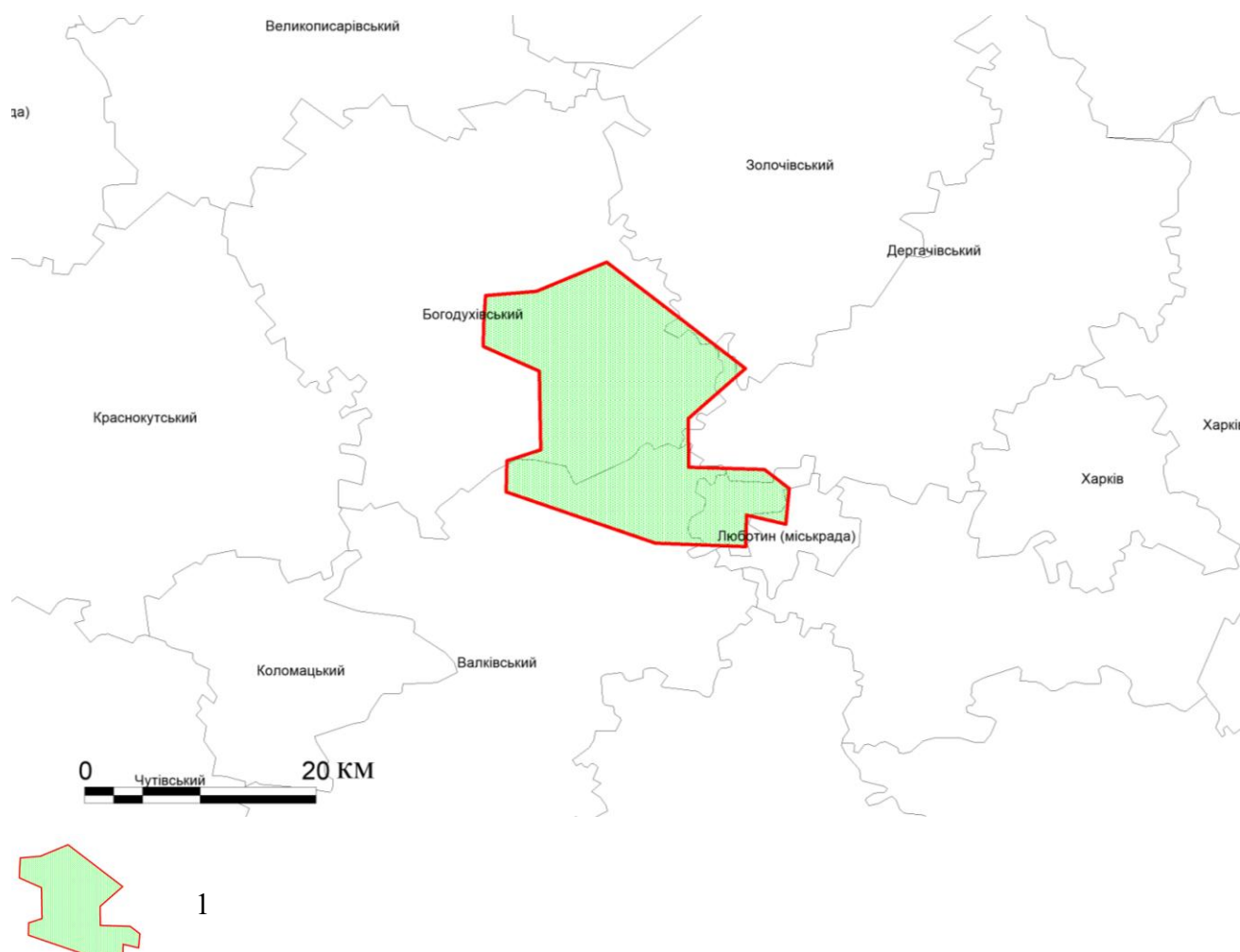
Родовища в кристалічному фундаменті відомі геологам з початку 20-го сторіччя, однак ціленаправлене буріння та пошуки родовищ вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту практично відсутнє з причини відсутності, як таких, пошукових методів на виявлення покладів вуглеводнів в породах кристалічного фундаменту.

На території України нафтогазоносність порід кристалічного фундаменту встановлена на восьми родовищах.

РОЗДІЛ 3. ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНЕ ПОЛОЖЕННЯ ТА ГЕОЛОГІЧНА БУДОВА ЮЛІЇВСЬКО-СКВОРЦІВСЬКОГО ПОЛІГОНУ

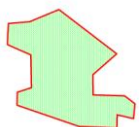
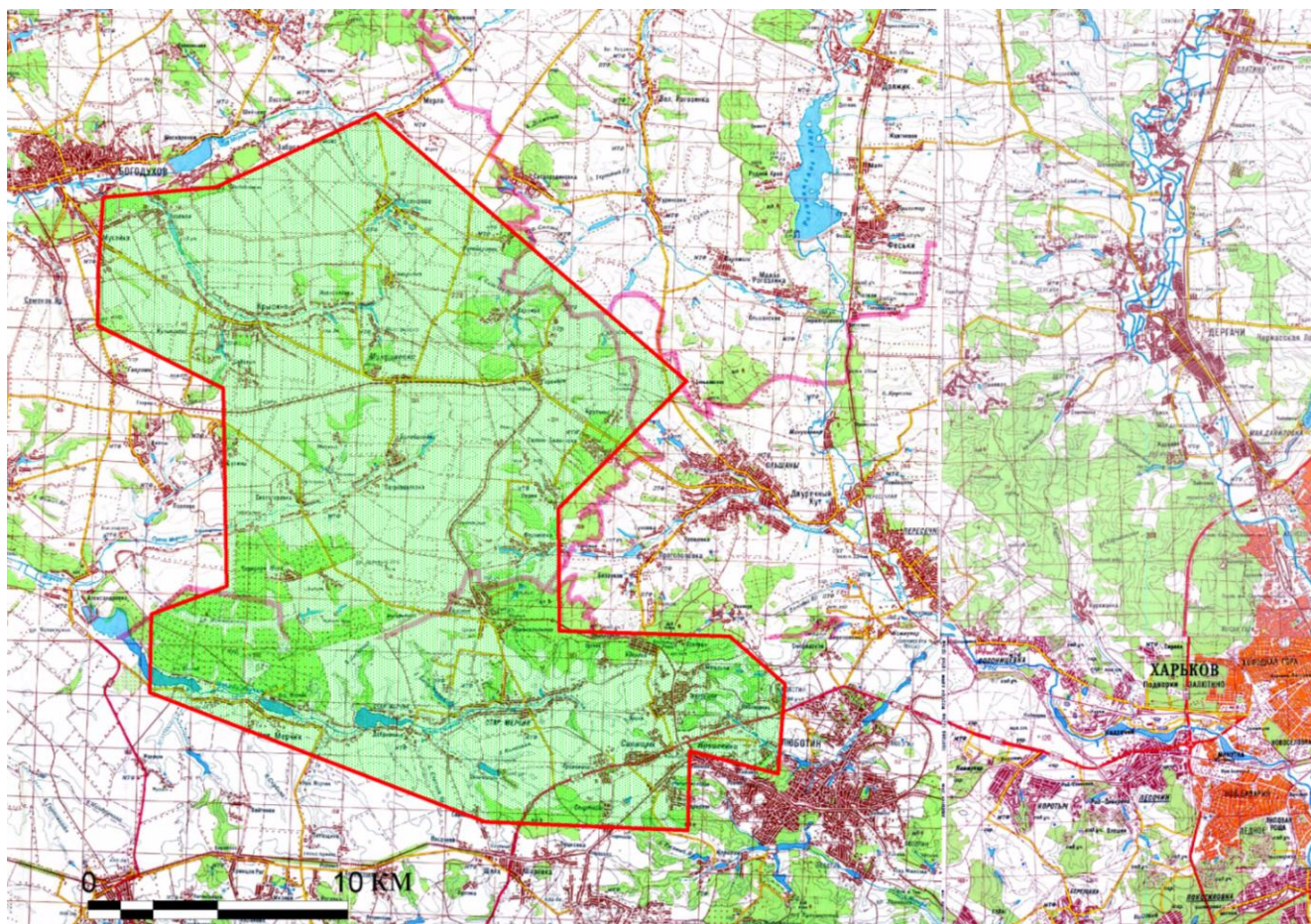
3.1. Адміністративне та фізико-географічне положення

В адміністративному плані Юліївсько-Скворцівський полігон розташований на перетині Богодухівського, Валківського, Дергачівського, Золочівського та Харківського районів Харківської області, в 16 кілометрах на захід від міста Харків (Рис. 3.1-3.2). Найбільшими населеними пунктами в межах полігону є Люботин, Богодухів, Старий Мерчик, Санжари. Площа полігону досліджень складає 400 км².



1 – контур Юліївсько-Скворцівського полігону

Рисунок 3.1. Розташування Юліївсько-Скворцівського полігону на карті адміністративних районів України



1

1 – контур Юліївсько-Скворцівського полігону

Рисунок 3.2. Розташування Юліївсько-Скворцівського полігону на топографічній основі 1:100 000 масштабу

Район досліджень належить до полого-горбистої рівнини з переважаючим нахилом поверхні на південь і південний захід. Рівнина розчленована яружно-балковою мережею і річковими долинами, розподіл яких по площі зумовлений головним Дніпровсько-Донецьким вододілом.

До басейну р. Дніпро належать р. Боромля (12 км у середній течії), головна річка району Ворскла з лівими притоками Весела, Рябинка, Івани, Братениця та правою притокою Ворсклиця, в яку впадають рр. Дернова і Пожня, а також р. Мерла з лівою притокою Мерчик. До басейну р. Сіверський Донець, притоки р. Дон,

належить р. Уди з правою притокою р. Рогозянка. Русла річок звивисті, заплави лугові, часто заболочені.

Максимальні абсолютні відмітки денної поверхні +227 м, приурочені саме до основного вододілу, висоти в межах +200 – +218 м спостерігаються на вододілах головних річок, мінімальна відмітка +101 м розташована на заплаві р. Ворскла у південно-західному куті площі. Переважаючі абсолютні висоти становлять +160 – +200 м, відносне перевищення вододільних ділянок над рівнем дна долин досягає в середньому 100 м. Клімат району помірно континентальний. Зима (XII-II) помірно м'яка, переважаюча денна температура повітря -4-6 °С, нічна -7-9 °С, висота снігового покриву – 15-30 см, часті відлиги, ґрунти промерзають на глибину 30-60 см. Літо (VI-VIII) тепле, у другій половині спекотне, переважаюча денна температура повітря 22-24 °С, нічна – 16-18 °С, опади бувають у вигляді злив, нерідко з грозами. Середньорічна кількість опадів коливається в інтервалі 500-600 мм. Посушливі вітри східного і південно-східного напрямку переважають у холодну пору року, західні і північно-західні вітри, що несуть вологу, типові для теплої пори. Територія розташована у лісостеповій зоні. Листяні ліси ростуть переважно в долинах річок і у верхів'ях балок, соснові – на борових терасах. Великі лісові масиви розташовані на обох берегах р. Мерла і на правому березі р. Ворскла. Ґрунтові води залягають у долинах річок та балках на глибині 1,5-3,0 м, на вододілах – до 3050 м.

В економічному плані район робіт є аграрним з багатогалузевим сільськогосподарським комплексом. Вся придатна для обробки площа використовується під сільськогосподарські угіддя різнопланового профілю. Розорані землі зайняті посівами, значні площі – під садками. Населеність рівномірна [29].

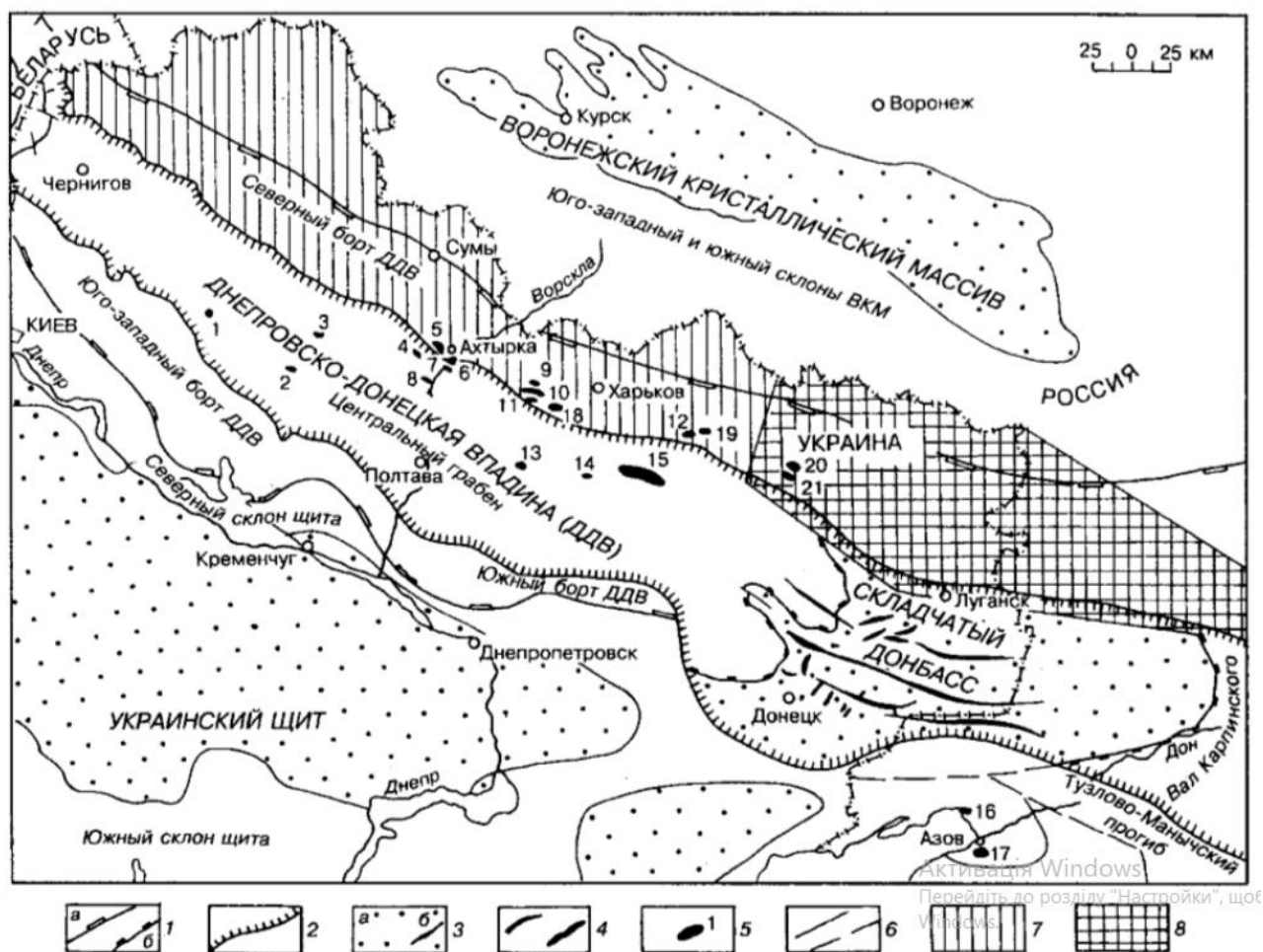
Особливості фізико-географічного положення, геоморфологічної будови району досліджень враховувались як при проведенні польових досліджень, так і при інтерпретації їх результатів.

Розділ 3.2. Геологічна модель Юліївсько-Скворцівського полігону

За сучасними схемами тектонічного районування Північного борту (Рис. 3.3) район робіт розміщений в центральній частині Харківського блоку (Рис. 3.4-3.5), що є складовою частиною поперечного Дніпровсько-Курського (Курсько-Середньодніпровського) мегаблоку фундаменту Сарматського щита [66, 67]. Структурну особливість цієї частини борту ДДЗ визначає Харківський виступ, що ускладнює загальний моноклінальний ухил поверхні фундаменту борту в напрямку до Дніпровського грабену і (менш помітний) – з північного заходу на південний схід. У формуванні поперечної зональності Північного борту ДДЗ головна роль у сучасних тектонічних схемах відводиться меридіональним глибинним розломам. Серед них виділяються Криворізько-Крупецька і Оріхово-Харківська міжмегаблокові шовні зони та субпаралельні з ними міжблокові зони, зокрема, Царичансько-Писарівська, що відокремлює Харківський блок від Сумського.

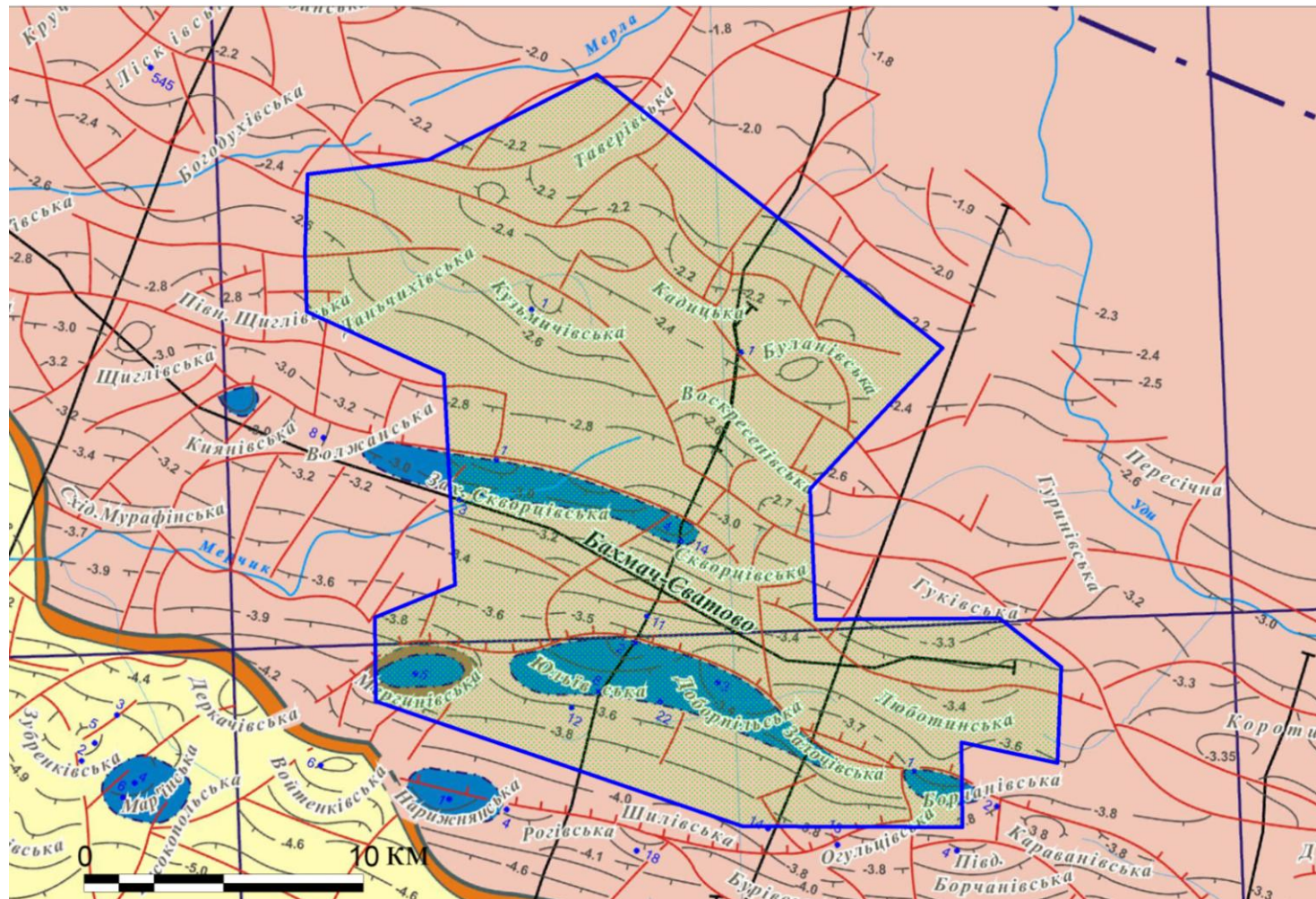
Характерними структурними формами цієї частини Північного борту є субширотні горст-антиклінальні зони (Рис. 3.6), що пов'язані з субпаралельною системою скидів та підкидів (геологами-практиками вони визначаються як прямі та зворотні або згідні та незгідні скиди). Найбільша кількість їх картується на Харківському виступі у вигляді нахилених до грабену сходин (з півдня на північ): Платівсько-Мірейська, Городищенсько-Леб'яжинська, Нарижнянсько-Василенківська, Юліївсько-Новоіванівська, Щиглівсько-Чугуєвська, Воскресенівсько-Харківська, Чупахівсько-Гуринівська. Внаслідок значної порушеності структурних зон поперечними розривами в їх межах виділяються структури більш високого порядку – локальні горсти, грабени, штампові брахіформи. В чохлі брахіформні куполовидні структури групуються у вали та валоподібні підняття. Більшість структурних форм, закартованих у чохлі, сформувались під впливом розломно-блокової тектоніки фундаменту. Найбільш контрастні розломно-блокові рухи фіксуються у серпухівський та башкирський час. Структурні ускладнення представлені, головним чином, складками облямування блоків фундаменту і відображають ускладнення його рельєфу. З локальними структурами цих зон (горстами фундаменту), що прилягають до крайового

порушення ДДЗ, пов'язані відомі родовища ВВ Північного борту в чохлах та фундаменті.



1 – контури платформних структур (а - регіональних, б - зональних); 2 – крайові порушення ДДЗ; 3 – виходи фундаменту на поверхню або області його неглибокого залягання (а – Український щит, Воронежський кристалічний масив (Воронезька антикліза); б – складчастий Донбас); 4 – осі складок Донбасу; 5 – родовища вуглеводнів (1 – Лесяківське, 2 – Яблунівське, 3 – Глинсько-Розбишівське, 4 – Качанівське, 5 – Чернетчинське, 6 – Хухринське, 7 – Рибальське, 8 – Бельське, 9 – Скворцівське, 10 – Юліївське, 11 – Наріжнянське (Огульцівське), 12 – Коробочкинське, 13 – Західно-Хрещищенське, 14 – Єфреміївське, 15 – Шебелинське, 16 – Синявське, 17 – Азовське, 18 – Рокитнянське, 19 – Гашинівське, 20 – Євгеніївське, 21 – Південно-Євгеніївське); 6 – тектонічні порушення; 7 – Північний борт ДДЗ; 8 – Північно-Донбаський район.

Рисунок 3.3. Оглядова карта геологічної будови Дніпровсько-Донецької западини [69]



 контур Юліївсько-Скворцівського полігону

Розривні порушення:

-  - скиди узгоджені ;
-  - скиди неузгоджені ;
-  - насуви ;

Плікативні структури:

-  - антикліналі, геміантикліналі (структурні носи та тераси)
-  - синкліналі, гемісинкліналі (структурні затоки)
-  - контури соляних штоків

Родовища:

-  - нафтові ;
-  - нафтові та газоконденсатні;
-  - газові та газоконденсатні;

Крайові розломи - границі Дніпровсько - Донецького грабену по карбону за даними МСГТ:

-  - закартовані ;
-  - прогнозні ;

Рисунок 3.4. Розташування Юліївсько-Скворцівського полігону на фрагменті «Структурно-тектонічна карта Дніпрово-Донецької западини», масштаб 1:200 000, 1996 р. (Головний редактор Є.С. Дворянин)

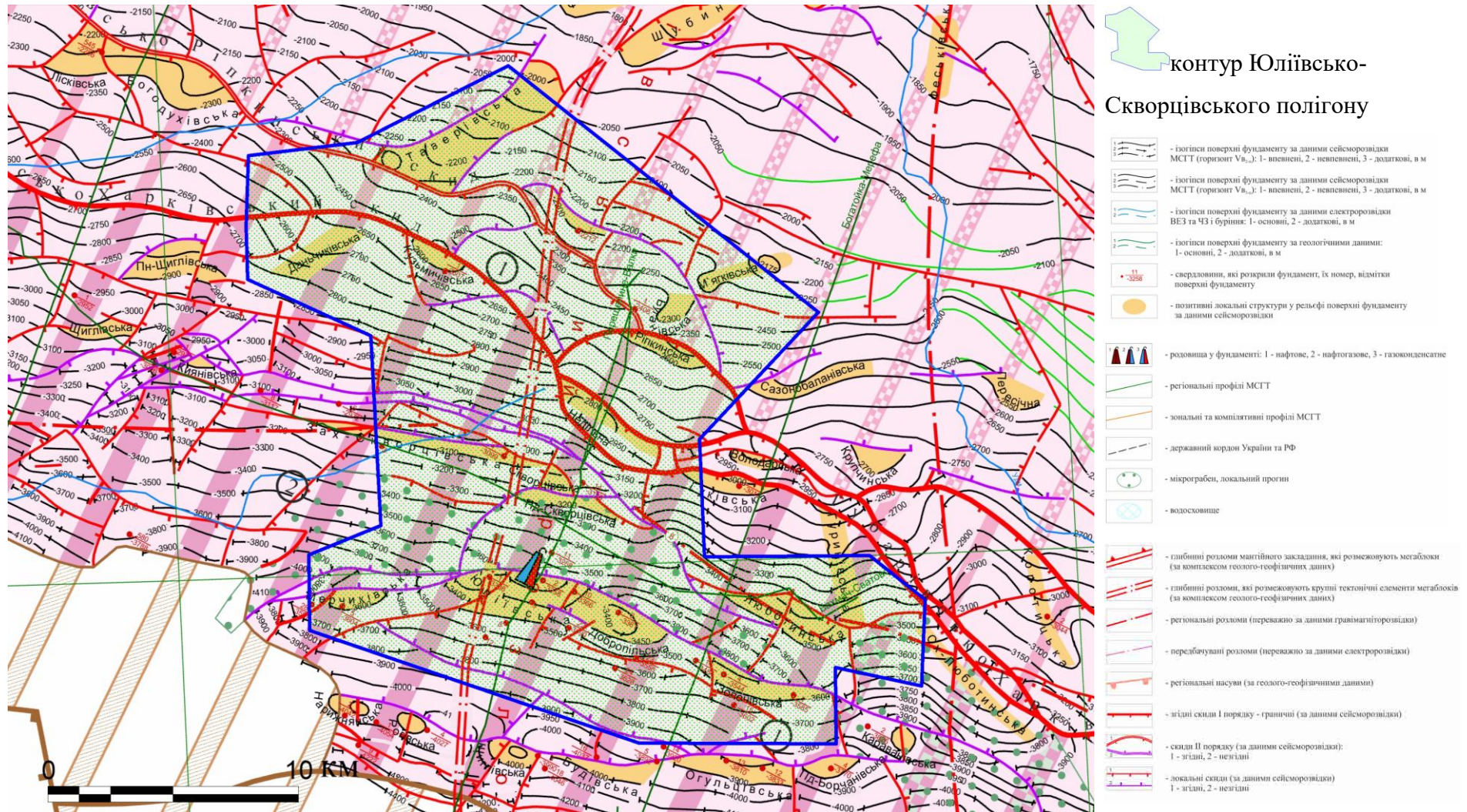


Рисунок 3.5. Розташування Юліївсько-Скворцівського полігону на фрагменті «Структурно-тектонічна карта по підосві осадочного чохла (поверхні фундаменту)», масштаб 1:200 000, 2011 р. ДГП «Укргеофізика»

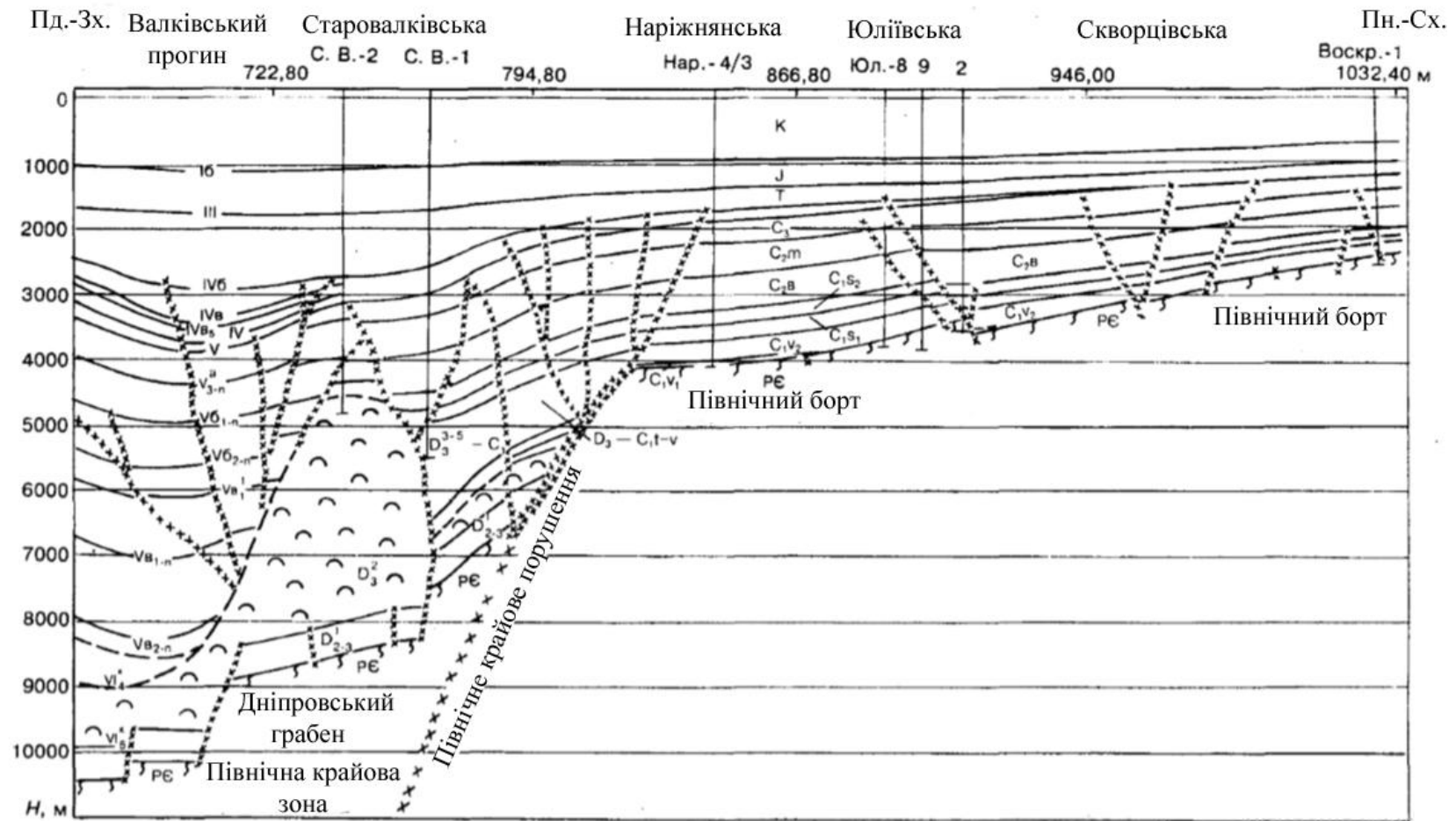


Рисунок 3.6. Сейсмостратиграфічний розріз регіонального профіля МСГТ Перещепино-Валки (за Н.Г. Турчаненко, О.Г. Цьоха, 1992) зі змінами автора. Свердловини: С.В. – Старовалківська, Нар. – Наріжнська, Юл. – Юліївська, Воскр. – Воскресенівська (Недільна)

Головна увага в дослідженнях приділялась уточненню розломно-блокового каркасу району робіт та його впливу на формування пасток ВВ. Доведено, що в залежності від геодинамічних умов розривні порушення виступають як шляхи міграції ВВ, сприяють формуванню тектонічно екранованих пасток або обумовлюють дегерметизацію та руйнування нафто-газових покладів. До головних факторів, що впливають на екрануючу (або флюїдопровідну) здатність розривних порушень, різними дослідниками відносяться: 1) геодинамічні умови формування розломів (стиснення або розтягнення) в минулі епохи і на неотектонічному етапі, 2) нахил площин зміщувача, 3) похованість розломів під тим або іншим стратиграфічним комплексом та літологія товщі, що перекриває розломні зони тріщинуватості [18]. Найбільш спірним є питання про екрануючу роль розломів з вертикальним зміщувачем. Серед останніх екрануючими є переважно конседиментаційні розломи в умовах горизонтального стиснення. Вважається, що екрануюча здатність розривів підвищується при похилому положенні зміщувача.

Провідна роль у формуванні загального структурного плану тектонічних порушень Північного борту ДДЗ належить розломам фундаменту. Схеми розломно-блокової тектоніки фундаменту покладені в основу тектонічного та нафтогазогеологічного районування Північного борту ДДЗ (Рис. 3.4-3.5). Окрему групу порушень складають розломи осадового чохла, структурний план яких часто відрізняється від мережі розломів фундаменту. Всі ці різнотипові тектонічні порушення обумовлюють складний характер багатоповерхової розломно-блокової тектоніки, що ускладнює визначення ролі конкретного порушення в формуванні покладів ВВ. Вирішення цієї задачі ускладнюється також і тим, що в історії геологічного розвитку вплив тектонічних порушень на процеси структуроутворення змінювалися.

У зв'язку з структурною залежністю пасток ВВ від розривних дислокацій особливого значення набуває аналіз загальних закономірностей розломно-блокової тектоніки та визначення на їх основі структурної позиції потенційних пасток ВВ. При вирішенні цих питань автор керувався сучасними уявленнями про динамічні системи супідрядно пов'язаних та спряжених у розвитку регіональних та локальних

розривних дислокацій різних азимутальних напрямків та морфокінематичного типу. Згідно цим уявленням, головними факторами, які впливають на характер сучасної мережі розривних дислокацій, є системне розміщення та динамічна супідрядність різномасштабних порушень, що структурно обумовлені розломно-блоковою тектонікою фундаменту та більш глибинних веств літосфери; підпорядкування розривних деформацій земної кори двом головним планетарним азимутальним системам – діагональній та ортогональній, що обумовлені ротаційною геодинамікою Землі; багаторазовість активізації рухів по розривним порушенням та ускладнення їх морфотектоніки в часі; складний вплив розломно-блокової тектоніки на структуру чохла та сучасний рельєф внаслідок різновікової, в тому числі і неотектонічної активізації блокових рухів земної кори, що знаходить відображення на космознімках.

Не зважаючи на значний об'єм геолого-розвідувальних робіт розломно-блокова будова Північного борту вивчена в загальних рисах і, головним чином, в межах відносно вузької смуги вздовж Північного крайового порушення на границі з грабенем. Вважається, що тут є найбільш сприятливі умови для накопичення ВВ: максимальні потужності нафтогазоперспективних комплексів карбону, численні структурні пастки в осадовому чохлі, зони розущільнення у фундаменті. Північному крайовому порушенню відводиться головна роль у формуванні як загального структурного плану Північного борту ДДЗ, так і ускладнюючих його локальних форм.

На сучасному етапі геологічної вивченості найбільш детальні структурні карти складені на основі сейсмогеологічних досліджень. На відміну від попередніх уявлень про існування на межі грабену і борту єдиного крайового розлому у вигляді високоамплітудного (1.0-2.5 км) лінійного скиду цими дослідженнями доведена більш складна його будова у вигляді системи порушень мінливого простягання, що затокоподібно відхиляється від генерального простягання ДДЗ в місцях бортових виступів та западин. В межах Харківського виступу крайове порушення розпадається на широку зону субпаралельних скидів відносно невеликої амплітуди і

Північний борт, розширюється у бік ДДЗ. Саме на цій частині борту виявлена найбільша кількість перспективних горст-антиклінальних зон.

Аналіз сучасної геолого-геофізичної інформації дає підставу для висновків про різний характер геодинамічних і морфокінематичних характеристик виявлених на Північному борті розривних порушень різних азимутальних систем.

Більшість північно-західних розломів, згідних з генеральним простяганням Північного крайового порушення, характеризуються як прямі скиди. Висловлюються також думки про здвиго-скидовий характер поздовжніх до ДДЗ розломів. Зокрема, доводиться, що зона закладання Дніпровсько-Донецької рифтової системи у девоні контролювалася зоною розосередженого здвигу фундаменту північно-західного простягання, вздовж окремих відгалужень якої формувалися ланцюжки локальних депресій ДДЗ [46].

Серед розломів більш високого порядку, що ускладнюють Харківський виступ, найбільш морфоструктурно вираженою, за сейсмогеологічними побудовами, є система субширотних і субмеридіональних скидів. Найбільш складний структурний малюнок вони утворюють в південних частинах борту, де розташовані Юліївська, Скворцівська та Люботинська площі.

Субширотні порушення картується у вигляді субпаралельної системи. Вони контролюють розміщення і структурні обмеження горст-антикліналей та їх зон, чітко виражених в рельєфі фундаменту та нижній частині карбонового розрізу. За морфологічним ознаками ці порушення відносяться до крутопадаючих скидів. За напрямком падіння зміщувача вони розділяються на прямі та зворотні (згідні та незгідні). Незгідним скидам (оберненим на північ), які обмежують більшість продуктивних горст-антикліналей з півночі, належить головна роль у формуванні тектонічно екранованих покладів. Останні пов'язані переважно з тектонічно екранованими пастками склепіненого типу в низах карбону та в корі вивітрювання і тріщинуватих зонах розуцільнення фундаменту. Притаманні цим порушенням картувальні ознаки використовуються як головний структурний пошуковий критерій на ВВ в межах всього Північного борту ДДЗ. Меридіональні розломи, на відміну від широтних, картується як система коротких скидів, що ускладнюють

субширотні структурні зони і розділяють їх на локальні горст-антикліналі. Характерну особливість структурного малюнку широтних і меридіональних порушень (особливо субширотних) становить звивисте та дугоподібне їх простягання, що є малотиповим для класичних скидів. Дугоподібний характер порушень в районах, де відсутні вулканічні та інші структури центрального типу, є, як правило, наслідком впливу латеральних напруг, обумовлених здвиговою тектонікою.

Структурна роль здвигових деформацій в межах Північного борту ДДЗ найменш з'ясована. Проте активний вплив здвигів північно-східного простягання на будову ДДЗ відмічав ще Л.Ф. Лунгерсгаузен, який намітив сім ліній поперечних розломів. В подальшому розломи цього напрямку знайшли відображення на тектонічних схемах С.І. Субботіна, Р.І. Андрєєвої, М.В. Чирвінської, В.К. Гавриша, І.І. Чебаненка та ін. В роботах І.І.Чебаненка вони були охарактеризовані як глибинні здвиги. Існування цієї системи розломів було підтверджено дешифруванням космознімків. За висновками авторів «Тектонічної карти нафтогазоносних областей...» [99] північно-східні розломи ДДЗ є фрагментами трансрегіональних зон глибинних розломів, що перетинають всю територію України і відображаються на космознімках у вигляді потужних зон космолінеamentів – Унгенської, Кишинівської та Одеської. За межами України ці зони трасуються у вигляді Сицилійсько-Вартівського планетарного лінеamentу. В межах ДДЗ простягання цих лінеamentних зон збігається з розломами "глибокомантійного закладання" (Д1-Д11, Е1-Е11 розломи), що відносяться до найдревніших розломів (древніших за меридіональні типу Криворізько-Кременчуцького) [99]. За А.В. Чекуновим та І.К. Пашкевич [106], рухи по цих розломах мають здвигово-обертальний характер. На території Північного борту ці лінеamentні зони картуються у вигляді окремих відгалужень (Сулської, Пселської, Ворсклинської, Харківської, Чугуєвської зон) [40], з їх трасами збігаються поперечні виступи Північного борту ДДЗ. Зокрема, Харківський виступ знаходиться в зоні динамічного впливу Харківської здвигової зони, що є відгалуженням Одеського трансрегіонального лінеamentу.

Слабке відображення цієї системи розломів на структурних сейсморозвідувальних схемах пояснюється тим, що за механізмом утворення вони представляють собою зони безамплітудних (по вертикалі) здвигових сколів. Як наслідок, для всіх цих зон є характерною відсутність єдиного протяжного зміщувача і групування окремих здвигів у субпаралельні кулісні системи з типовим для здвигових систем пір'ясто-віялоподібним структурним рисунком. У фундаменті з ними пов'язані, як правило, зони підвищеного розсланцювання та динамометаморфізму. Внаслідок розущільнення порід фундаменту над цими зонами у чохлі формуються компенсаційні вали.

Таким чином, ділянки перетину Північного борту ДДЗ потужними здвиговими зонами являють собою своєрідні деформаційні максимуми, до яких приурочені найбільш складні структурні асоціації та найбільш продуктивні блоки. З цих позицій створюються певні умови для тектонофізичної характеристики того чи іншого порушення в регіональній динамічній системі та з'ясування його ролі у формуванні пасток ВВ. Північно-західні здвиги-скиди виступають у регіональній геодинамічній системі порушень як зони розтягнення, що контролюють субвертикальні зони розущільнення (потенційні пастки у фундаменті, за Височанським [18]). Північно-східні здвиги визначають зони відносного стиснення і виступають як зони потенційних горизонтальних зсувів під дією латеральних напруг. Субширотні горст-антиклінальні зони, що орієнтовані під кутом близько 45° до простягання здвигових зон, за масштабом та тектонофізичними ознаками виступають як геодинамічно підпорядковані елементи, обумовлені формуванням тріщин відриву, трансформованих у ешелоновану систему підкидо-горстових дислокацій в умовах стиснення під дією здвигових напруг. До них тяжіють найбільш рельєфні уступи у поверхні фундаменту і найбільш виразні штампові складки у чохлі, які впевнено фіксуються сейсмометадами. Меридіональні порушення на фоні цих дислокацій виступають як зони відносного розтягнення, які розділяють субширотні горстові зони.

На користь припущення про геодинамічний вплив здвигів на підкидо-горстові деформації фундаменту та чохла свідчить системне викривлення розломних

обмежень горст-антиклінальних зон, типове для ділянок проявлення латеральних здвигових тектонічних напруг. Характерну особливість структурного малюнку таких районів визначає об'єднання різних за динамічними ознаками порушень у динамопари типу здвиг-скид, здвиг-підкид. У місці їх спряження вони часто картуються як дугоподібні розломи, а на космознімках – як незамкнені кільцеві структури. Здвиговий механізм формування таких структур розкритий в роботах М.В. Гзовського, О.І. Слензака та ін. За М.В. Гзовським [21] формування цих структур є також причиною появи субгоризонтальних поверстових зміщень на межі породних комплексів з різними фізико-механічними властивостями. При експериментальному відтворенні здвигів в умовах стиснення тріщини сколювання з віддаленням від головного шва виположуються. Спряжено з ними виникають майже горизонтальні тріщини сколювання. Сполучення викривлення субвертикальних порушень за простяганням з їх виположуванням на глибині є, за М.В. Гзовським, причиною виникнення в поперечному розрізі не плоских, а скривлених площин сколювання. В природних умовах такі розломні сполучення картуються як лістричні розломи.

Як відомо, картування лістричних розломів, внаслідок морфоструктурної подвійності їх зміщувача (від вертикального в приповерхневій частині до майже горизонтального на глибині) викликає певні труднощі, особливо в закритих районах. Проте розломи цього типу привертають все більше уваги у зв'язку з пошуками покладів ВВ в розущільнених породах фундаменту та в самому фундаменті. Вивчення їх на Північному борті та в інших регіонах [79] виявляє такі головні їх картувальні ознаки: звивистість (вергентність) порушень в плані, мозаїчний дрібноблоковий характер тектоніки, асиметрія горсто-грабенових структур внаслідок їх перекосу при обертанні блоків навколо горизонтальної осі, поява "зворотних" скидів та нетипових (вертикальних) підкидів.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

За сучасними схемами тектонічного районування Північного борту ДДЗ район робіт розміщений в центральній частині Харківського блоку, що є складовою

частиною поперечного Дніпровсько-Курського мегаблоку фундаменту Сарматського щита.

Не зважаючи на значний об'єм геолого-розвідувальних робіт розломно-блокова будова Північного борту ДДЗ вивчена в загальних рисах і, головним чином, в межах відносно вузької смуги вздовж Північного крайового порушення на границі з грабеном. Структурна роль здвигових деформацій в межах Північного борту ДДЗ нез'ясована.

Лістричні розломи треба розглядати як закономірний елемент розломно-блокової тектоніки Північного борту ДДЗ. Картування розломів цього типу особливо актуально в зв'язку з виявленням на Північному борті покладів ВВ у фундаменті, що приурочені до зон підвищеної тріщинуватості та розущільнення вздовж площин субгоризонтальних переміщень на границі порід з різним складом і фізико-механічними властивостями.

РОЗДІЛ 4. ВДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДИКИ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

В основу дисертаційної роботи покладені результати робіт, проведених відділом геоєкології та пошукових досліджень ІГН НАН України, виконаних за методикою структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД), яку автор вдосконалив та застосував на Юліївсько-Скворцівському полігоні (Рис. 4.1).

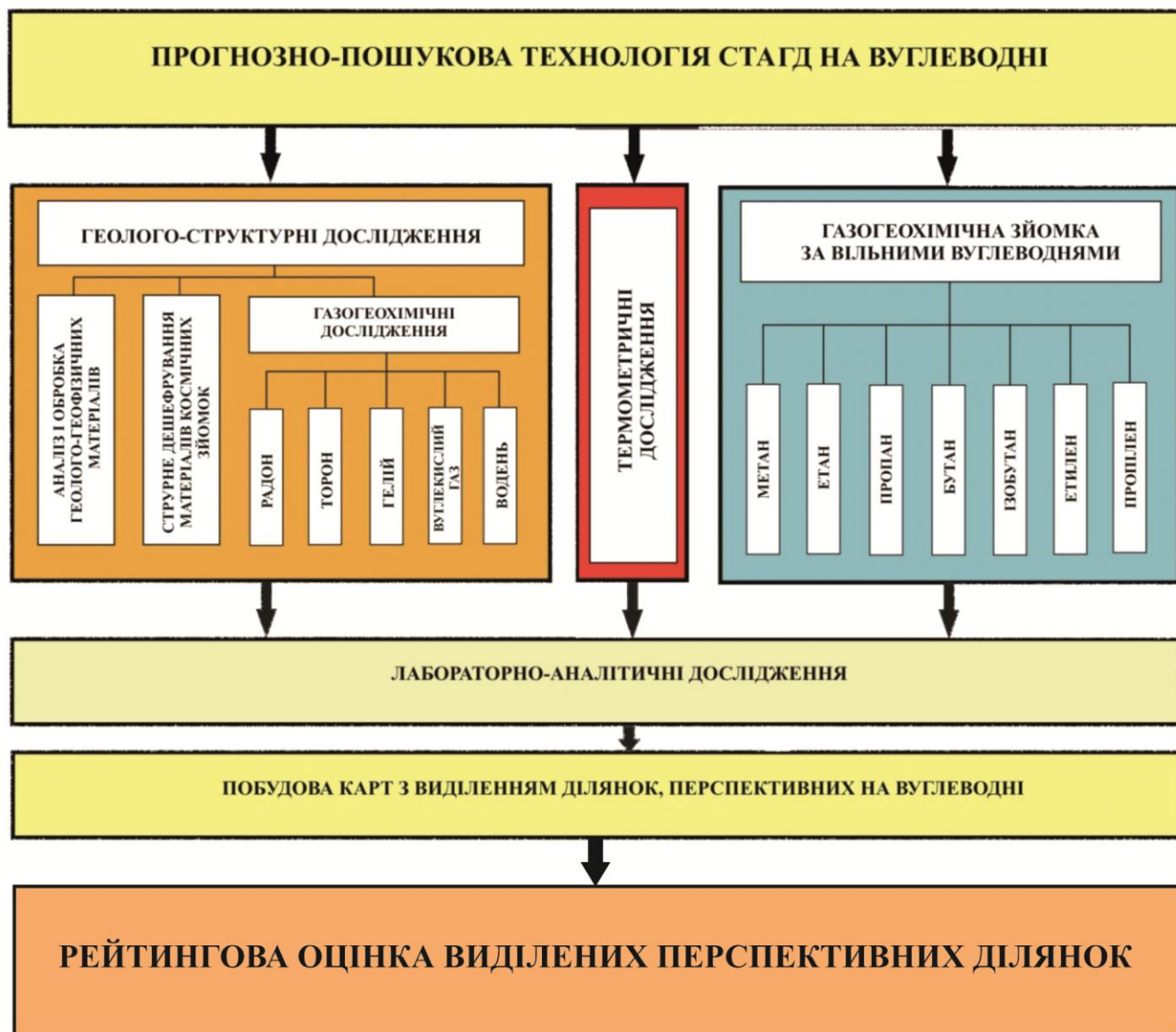


Рисунок 4.1. Принципова схема структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД) з доповненнями автора

В основу методики СТАГД покладено науково-методичні та прикладні розробки ІГН НАН України з удосконалення та впровадження в практику

приповерхневих експресних методів прогнозування розломних зон підвищеної проникності (тріщинуватості, розущільнення) з метою вирішення пошукових та геоекологічних задач [6, 7, 8, 9, 10]. Такі зони як канали енерго-масоперенесення та шляхи газовиділення, включаючи радієманації, активно впливають на умови формування та зберігання покладів вуглеводнів, шляхи міграції до земної поверхні різних за складом й походженням флюїдів, в тому числі й тих, що є індикаторами покладів ВВ.

На «Комплексну методику структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД)» та «Спосіб прогнозування родовищ корисних копалин» отримано авторське право, зареєстроване Державним департаментом інтелектуальної власності Міністерства освіти і науки України (Свідоцтво на реєстрацію авторського права № 28176, дата реєстрації 31.03.2009 р., автори Багрій І.Д., Гожик П.Ф. та патент № 47419, дата реєстрації 25.01.2010 р).

СТАГД дослідження за напрямком та змістом поділяється на п'ять блоків (Рис. 4.1): геолого-структурні, термометричні дослідження, газогеохімічна зйомка за вільними ВВ, лабораторно-аналітичні дослідження, обробка матеріалів досліджень та побудова картографічних моделей з виділенням об'єктів перспективних на пошуки ВВ, котрі виконуються у чотири послідовні етапи. Автор дисертаційної роботи пропонує розширити методику використовуючи шостий блок, який увійде до четвертого етапу – рейтингова оцінка виділених перспективних ділянок.

Перший етап (підготовчий) передбачає збір, систематизацію та інтерпретацію всіх матеріалів, що висвітлюють особливості структурно-тектонічної будови та нафтогазоносності визначеної площі чи ділянки досліджень, створення комп'ютерних фактографічних й картографічних баз даних, дешифрування матеріалів космічних зйомок, побудову уточнених геодинамічних моделей (структурних карт, карт розломно-блокової тектоніки та ін.). На основі напрацьованих матеріалів визначається мережа пунктів спостережень СТАГД, обсяги та методика польових досліджень. Для більш зрозумілого опису та пояснень розділемо етап на дві частини: 1) *структурно-тектонічні дослідження*, 2) *структурне дешифрування та інтерпретація матеріалів космічних зйомок*.

Структурно-тектонічні дослідження спрямовані на визначення та уточнення структурної позиції ділянок робіт.

В сучасній практиці ГРР на виявлення родовищ нафти й газу для розробки структурно-тектонічних та прогностичних моделей перспективних площ, структур та родовищ головними є сейсмогеологічні побудови. В більшості випадків дані, отримані іншими методами, оцінюються за ступенем збігу з даними сейсмозвідки.

Враховуючи залежність структурно-просторового положення та умов формування родовищ нафти й газу від позиції та геодинамічної активності окремих тектонічних порушень, зон розущільнення та підвищеної проникності гірських порід, при визначенні структурної позиції об'єктів досліджень СТАГД значна увага приділялась аналізу загальних закономірностей розломно-блокової тектоніки. Зокрема, зверталась увага на такі картувальні ознаки структурно-тектонічного плану району робіт:

1. Розміщення за певною системою та динамічна супідрядність різномасштабних тектонічних порушень, що структурно й генетично пов'язані з розломно-блоковою тектонікою фундаменту.
2. Підпорядкування розривних деформацій земної кори двом головним азимутальним системам – діагональній та ортогональній, які обумовлені ротаційною геодинамікою Землі.
3. Систематизація розломно-блокових та плікативних структур за рангом (масштабом) та динамічними (морфокінематичними) характеристиками.
4. Складне відображення розломно-блокової тектоніки у структурі кристалічного фундаменту, чохла та сучасному рельєфі, яке встановлюється за результатами дешифрування матеріалів космічних зйомок як відображення неотектонічної та новітньої активізації блоків земної кори.

Виходячи з вищевикладеного, умовою ефективного проведення структурно-тектонічних досліджень є узагальнення та системний аналіз усіх матеріалів геолого-геофізичних, структурно-тектонічних, геохімічних та інших наукових, тематичних, виробничих досліджень та спеціальних робіт, літературних публікацій, що

висвітлюють особливості геологічної будови та нафтогазоносності як регіону, де передбачені дослідження СТАГД, так і конкретних площ.

Зібрані та систематизовані при структурно-тектонічних дослідженнях матеріали прогнозних картувальних ознак РЗПП оброблялися у картографічній програмі Mapinfo, що дозволило співставляти та узгоджувати карти, різні за змістом, масштабом, рівнем інформативності.

Структурне дешифрування та інтерпретація матеріалів космічних зйомок. Виходячи з базових положень та можливостей використання матеріалів космічних зйомок (далі МКЗ) при вирішенні прикладних задач з прогнозів та пошуків покладів ВВ [5, 14, 31, 43, 51, 70, 73, 77, 78, 85, 91, 98], на підготовчому етапі досліджень СТАГД виконаний комплекс робіт зі структурного дешифрування МКЗ. Як і при структурно-тектонічних дослідженнях підготовчого етапу, так й при структурному дешифруванні МКЗ, відповідно до мети та поставлених задач цього виду досліджень, автором виконувалися як регіональні, так і локальні космогеологічні дослідження. Важливо підкреслити, що структурно-тектонічні дослідження та структурне дешифрування МКЗ виконувались паралельно зі взаємним використанням одержаних результатів кожного виду робіт.

На регіональному рівні були систематизовані і проаналізовані дрібномасштабні картографічні матеріали, побудовані на основі дешифрування та інтерпретації матеріалів космічних зйомок. Це стосувалось, перш за все, карт лінійних та кільцевих структур території України. Метою цих робіт було вивчення та оцінка просторового співпадання структурно-тектонічних побудов за геолого-геофізичними даними та структурних елементів (регіональних тектонічних зон та блоків, структур) за даними МКЗ, а також особливостей розподілу нафтогазоносних об'єктів по відношенню до лінійних та кільцевих космічних структур. Відповідно було уточнено в регіональному плані положення площ та ділянок комплексних досліджень СТАГД, що дозволило більш цілеспрямовано виконувати дешифрування матеріалів космічних зйомок по окремих площах та ділянках цих досліджень.

Локальне дешифрування та інтерпретації матеріалів космічних зйомок виконувалося на конкретних площах, де планувалось проведення польових досліджень

СТАГД. При цьому використовувались методичні прийоми, напрацьовані, в основному, в процесі тематичних, дослідно-методичних та науково-дослідних робіт в зв'язку з проблемами нафтогазоносності. Методика таких досліджень достатньо детально викладена в роботах В.І. Лялька [5, 70, 86], Б.О. Ніколаєнка [43] та інших авторів як в Україні, так і в інших країнах, зокрема Росії [1, 24], а також в тематичних звітах підприємств та організацій геологічної служби України, Центральної тематичної експедиції Головкинського університету «Укргеологія», ДГП «Геопрогноз» Держкомгеології України, НВП «Геоінформ України», УкрДГРІ; наукових розробках Центру аерокосмічних досліджень Землі ІГН НАНУ та інших організацій.

Основною метою дешифрування та інтерпретації матеріалів космічних зйомок по окремих площах та ділянках досліджень СТАГД було виділення й картування зон лінеamentів, кільцевих структур (КС), уточнення структурно-тектонічної позиції та структурного плану проектних об'єктів польових досліджень, аналіз просторового співвідношення неотектонічних структур, а також структур новітньої активізації, що виділяються за МКЗ, із структурами, що закартовані за даними геолого-геофізичних робіт та пошуково-розвідувальних робіт на ВВ, виділення розломних зон підвищеної тріщинуватості, які можуть бути каналами чи шляхами міграції флюїдів, визначення геологічного і пошукового значення космoeлементів.

При дешифруванні використовувались космічні знімки різних типів, в основному середньої роздільної здатності (10-45 м) регіонального та локального рівня генералізації: фотографічні космознімки КАТЕ-200 та МКФ-6 відповідно в 3-х та 6-ти спектральних діапазонах; сканерні космознімки – Landsat MSS у 4-х спектральних діапазонах та Landsat ETM у 7-ми спектральних діапазонах; радарні космознімки SAR-1 та SAR-2. По окремих площах до дешифрування та інтерпретації залучалися аерофотознімки.

Другий етап (польові дослідження) передбачає проведення термометричних польових досліджень (визначення температурних показників підґрунтового шару гірських порід), еманаційних досліджень (вимірювання об'ємної активності радону і торону) та визначення вмісту в підґрунтовому шарі вільних вуглеводнів – метану та його гомологів). Для більш зрозумілого опису та пояснень розділемо етап на чотири

частини: 1) *Польові дослідження*, 2) *Термометричні дослідження*, 3) *Еманаційні дослідження*, 4) *Газогеохімічні дослідження*.

Польові дослідження проводились у площинному варіанті за мережею пунктів постережень, місце положення яких було зафіксоване на топографічній основі на підготовчому етапі. Щільність мережі пунктів спостережень та крок між пунктами спостережень на профілях для кожного об'єкту СТАГД обґрунтовувались в залежності від особливостей його геологічної будови та нафтогазоносності, а також задач, передбачених для вирішення. На більшості площ та ділянок досліджень СТАГД відстань між профілями складала 1000-500 м, а між пунктами спостережень 500-250 м.

Інструментальні виміри, відбір проб для проведення лабораторно-аналітичних досліджень виконувались на одному й тому ж самому пункті спостережень.

Для проведення польових досліджень здійснювалось буріння шпурів глибиною 0,8-0,9 м та діаметром 20-25 мм, за допомогою електробура.

Термометричні дослідження виконувались з використанням щуп-зонда, в нижній частині якого вмонтований термодатчик, та реєструючого приладу ГМН 175. Методикою досліджень передбачалось, що після буріння шпура в нього спускався щуп-зонд. Після цього через щуп-зонд відбиралися проби підґрунтового повітря для еманаційних та газогеохімічних досліджень. За цей час (близько 5 хвилин) відновлювався температурний режим підґрунтового шару порід. По закінченню процедури відбору газових проб вимірюється температура підґрунтового шару.

Еманаційні дослідження виконувалися наступним чином, – через щуп-зонд відбиралися проби підґрунтового повітря для вимірювання в польових умовах концентрацій радону і торону. Для цього використовувались еманометри на основі приладу НС-482В (альфа-, бета аналізатор, гамма-спектрометр), які реєструють наявність радіоактивних газів за сцинтиляційним ефектом.

До комплексу приладів, що забезпечують проведення еманаційних досліджень, входять: вакуумний насос, сцинтиляційна камера, прилад НС-486В,

датчик приладу NC-486B. В одній пробі підгрунтового повітря одночасно визначались концентрації як радону, так і торону.

Перед початком робіт здійснюється еталонування приладу NC-482B рідким радієвим еталоном за стандартною методикою.

При одержанні «ураганновисоких» або близьких до нульових значень виміри повторюються, що дозволяє виключити грубі випадкові помилки, пов'язані з роботою апаратури або з підсмоктуванням у систему атмосферного повітря.

Для відбору проб підгрунтового шару повітря щуп-зонд через трійник приєднувався до входу вакуум-насосу. Газові проби відбирались з шпурів у віали 0,05 л. Для запобігання розкладу органічних залишків віали заповнювалися насиченим розчином NaCl з додаванням соляної кислоти.

Передбачався внутрішній контроль відбору газових проб та наступних лабораторних аналізів. Кількість контрольних проб складала 3% від їх загальної кількості (кількості пунктів спостережень).

Вимірювання концентрацій вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів виконувалися в стаціонарних лабораторних умовах.

Термометричні дослідження. Фундаментальні теоретичні розробки, результати багатьох експериментальних геотермічних досліджень, аналіз теплового режиму приповерхневого шару земної кори, наукове обґрунтування використання теплового і температурних полів як джерела інформації про геологічну будову та перспективність територій досліджень на певні види корисних копалин, у т.ч. й на вуглеводні, дозволили перейти до приповерхневих геотермічних досліджень (зйомок). В цьому плані визначальною стала робота Е.Б. Чекалюка, І.М. Федорцева, В.Г. Осадчого «Польова геотермічна зйомка» [105].

Встановлено, що локальні температурні аномалії (до $1,5^{\circ}\text{C}$) відповідають глибоко залягаючим антиклінальним структурам. Практично, запропонована Е.Б. Чекалюком і колегами методика геотермічної зйомки застосовується з незначними змінами та уточненнями до теперішнього часу.

Існуюча інформація, накопичена під час термометричних зйомок, свідчить про значні зміни геотермічних градієнтів у межах нафтогазоносних провінцій світу. В

Україні ці зміни знаходяться в межах від 1,8 до 4,0 °C/100 м. При цьому нафтові родовища у більшості випадків приурочені до зон знижених фонових температур, у той час як газові і газо-нафтові – до зон підвищених фонових температур [75].

Еманаційні дослідження. Еманаційні дослідження, що входять до комплексу методів СТАГД, мають свою історію розробки теоретичного обґрунтування та впровадження у виробничих умовах. Ще в 30-ті роки минулого століття для пошуків радіоактивних руд було запропоновано застосування еманаційного методу картування ореолів радону в перекриваючих відкладах (А.Г. Граммаков, 1934). Роботами Л.В. Горбушина і Ю.С. Рябоштана (1975), А.І. Фрідмана (1975), В.Л. Шашкіна і М.І. Прутка (1978) встановлено, що аномальні короткотривалі варіації вмісту радону, гелію та інших газів є наслідком тектонічних напружень й порушень, а еманаційні аномалії не тільки просторово, але й в часі пов'язані з активними геодинамічними зонами. Багаторічні дослідження довели, що зони сучасних інтенсивних деформацій земної поверхні, які можуть бути каналами міграції флюїдів, успішно виявляються методами приповерхневої еманаційної зйомки. Дані досліджень різних авторів дозволяють зробити висновок, що глибина інформативності еманаційного методу за радоном становить 5-10 м. Відстань, на яку мігрує еманация від емануючого об'єкту, залежить від швидкості її розповсюдження у проникних перекриваючих геологічних відкладах і від середньої тривалості існування еманаций [6].

Незважаючи на певні досягнення у впровадженні еманаційних методів досліджень для вирішення практичних задач геолого-структурного картування, інженерної геології тощо, процеси формування еманаційних аномалій залишаються дискусійними. Особливості сорбції еманаций гірськими породами в природних умовах залишаються практично невивченими. В той же час значна кількість вчених і практиків звертають увагу на те, що процеси сорбції-десорбції можуть суттєво впливати на концентрації радону/торону в породах, особливо при порушенні стабільності природних процесів. Збільшення інтенсивності міграційного газового потоку в розломах, тріщинах й зонах роздробленості, розущільнення гірських порід не єдина можлива причина утворення еманаційних аномалій. Однією з причин може

бути підвищений вміст у материнських породах радіоактивних елементів, зокрема радію, а також вторинне накопичення таких елементів в зонах тектонічних порушень, в тріщинах і на контактах порушених порід. Ділянки підвищеної тріщинуватості та розущільнення, які є шляхами міграції радіонуклідів, часто дренують поверхневі та підземні води. В зонах порушень, які є геохімічними бар'єрами, радій, розчинений у воді, може перевідкладатись та формувати еманаційну аномалію. Ще однією причиною утворення еманаційних аномалій може бути зростання емануючої здатності гірських порід, що зазнали деструкції та дроблення [80].

Газогеохімічні дослідження. Газові геохімічні дослідження в якості так званих прямих методів пошуків нафти і газу були вперше запропоновані у бувшому Радянському Союзі в 1930-1933 рр. В.А. Соколовим, який висунув та обґрунтував основні теоретичні положення цих методів, розробив зразки необхідної апаратури для відбору та аналізу газових проб, запропонував новітні методи газових геохімічних робіт, у т.ч. техніку польових робіт та газоаналітичних визначень [95]. В.А. Соколов неодноразово підкреслював, що газова зйомка в різних її варіантах базується на явищах міграції вуглеводнів із нафтогазових покладів через товщу покриваючих гірських порід до земної поверхні.

Доцільність застосування комплексу приповерхневих нетрадиційних чи так званих прямих методів (геохімічних, геофізичних) як джерела додаткової інформації щодо нафтогазоносності, перш за все конкретних локальних об'єктів, не викликає сумнівів практично у всіх вчених і виробничників, які мають відношення до проблеми. В той же час залишаються питання, вирішення яких дозволить підвищити ефективність застосування методів. Це, перш за все, стосується методики відбору проб середовищ досліджень та інструментальних визначень показників вмісту індикаторів покладів ВВ, а також інтерполяції та інтерпретації одержаних даних у їх прямих чи опосередкованих просторових та генетичних зв'язках з місцями накопичення ВВ на глибині.

Третій етап (лабораторно-аналітичні дослідження) передбачає визначення об'ємного вмісту вуглекислого газу, гелію, водню, метану, етану, пропану, бутану,

ізобутану, етилену, пропілену, пентану, ізопентану та гексану в пробах підгрунтового повітря, відібраних при польових роботах).

Лабораторно-аналітичні дослідження виконувались у лабораторії відділу геоекології та пошукових досліджень Інституту геологічних наук НАН України. В процесі досліджень виконувались виміри концентрацій вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів у газових пробах, відібраних під час польових робіт. Вирішення цих задач забезпечувалось хроматографічним комплексом (хроматографи «Цвет-560», ЛХМ-8М, «3700», Кристаллюкс-4000М) й аналітичним комп'ютерним комплексом обробки хроматограм ToolBox.

Визначення концентрацій гелію та водню виконувалось на хроматографі «Цвет-560». Як і для визначення вмісту вільних ВВ, використовувалась еталонна суміш. В якості газу – носія застосовувався аргон; наповнювач колонок: робочого плеча мосту – молекулярні сита NaX, плеча порівняння – силікагель марки АСМ. Аналіз проводився при кімнатній температурі. Об'єм проби – 1 см^3 . Перед кожною серією аналізів виконувалось еталонування хроматографа за допомогою зразкової газової суміші гелію з повітрям (вмісту гелію 0,05 об.%). Чутливість методу – $4 \cdot 10^{-4}$ об.% при основній похибці біля $2 \cdot 10^{-5}$ об.%. Аналіз виконувався за 3 хвилини.

Визначення вмісту легких ВВ виконувалось на хроматографі моделі «3700» з плазменно-іонізаційним детектором. Хроматограф калібрувався з використанням еталонної суміші метану, етану, пропану, ізо-бутану та n-бутану з повітрям. Поріг визначення концентрації вуглеводнів $5 \cdot 10^{-7}$ об.%, похибка визначення 10%. Об'єм проби для хроматографічного аналізу – 1 см^3 . Аналіз виконувався за 6 хвилин.

Аналіз вмісту в пробах вуглекислого газу проводилося на хроматографі ЛХМ-8 МД. Для калібровки похибки використовувалася суміш вуглекислого газу (CO_2 +повітря) з концентрацією 0,22 об.%. Чутливість аналізу – $5 \cdot 10^{-4}$ об.%, сумарна похибка – в межах 5%. Об'єм проби для аналізу – 1 см^3 . Тривалість одного аналізу – 2 хвилини.

Четвертий етап (обробка та інтерпретація отриманих даних) передбачає математико-статистичну обробку, аналіз одержаних даних (з врахуванням інформації, зібраної та систематизованої на першому етапі), побудову

комп'ютерних картографічних моделей (як спеціалізованих, за окремими показниками, так й узагальнених, прогностичних) із застосуванням сучасних ГІС-технологій, прогнозування нафтогазоперспективності вивчених об'єктів, проведення їх рейтингової оцінки та підготовку відповідних рекомендацій щодо подальших досліджень та проведення рейтингової оцінки виділених перспективних на ВВ ділянок.

Обробка та інтерпретація результатів СТАГД зводилась до таких головних дій:

- математико-статистична обробка даних польових та лабораторно-аналітичних досліджень, визначення статистичних характеристик (в т.ч. аномальних та фонових значень) в рядах даних;
- районування території досліджень за результатами математико-статистичної обробки – картографічне відображення та оцінка особливостей, характеристик просторового розподілу аномальних та фонових значень температурних, еманаційних та газогеохімічних показників;
- інтерпретація результатів польових та лабораторно-аналітичних досліджень (з обов'язковим використанням матеріалів підготовчого етапу СТАГД);
- комплексна оцінка результатів СТАГД з позицій їх інформативності щодо перспективності вивчених об'єктів на виявлення покладів ВВ за визначеними критеріями;
- рейтингова оцінка виділених перспективних ділянок.

Обробка даних польових досліджень виконувалася в два логічно пов'язані підетапи. Перший полягав в математико-статистичній обробці даних інструментальних вимірів кожного показника з метою визначення статистичних характеристик рядів цих даних, їх кореляційних характеристик та визначення фонових й аномальних значень кожного показника як вихідних параметрів для обґрунтованої інтерпретації результатів СТАГД; другий – в створенні картографічних побудов з відображенням планового розміщення виявлених аномалій (температурних, еманаційних, газохімічних).

Існують різні методичні підходи щодо визначення фонових та аномальних, мінімально-аномальних, порогових значень вмісту хімічних показників в природному середовищі. При кожному методичному підході найпершим й головним завданням є визначення фонових значень [37]. Методика вирішення цього завдання у багатьох авторів є неоднозначною. В більшості випадків методичні прийоми визначення геохімічного фону гірських порід автоматично, без необхідних уточнень застосовуються при оцінці геохімічного фону в газовому середовищі.

Методика математико-статистичних розрахунків знаходиться у прямій залежності від того, яку точку зору приймають виконавці щодо геохімічного закону розподілу одержаних кількісних значень показників – нормального чи логнормального. Зважаючи на геохімічні, фізико-хімічні та інші особливості газового середовища та закони, які діють в ньому при розподілі певних компонентів, при обробці даних СТАГД автор виходив із положення, що для одержання найбільш вірогідних параметрів розподілу хімічних елементів потрібно використовувати діючі, порівняно прості математичні методи та моделі. В якості моделі характеру розподілу значень показників в об'єкті досліджень, такої, яка б могла задовольнити чи забезпечити оцінку всієї множини цих показників, автори прийняли нормальний закон розподілу, для якого найбільш точною оцінкою середнього вмісту є середнє арифметичне. Досвід обробки даних газогеохімічних досліджень, а до певної міри й термометричних досліджень, дозволяє прийти до висновку, що вибір середнього арифметичного в якості універсальної оцінки математичного сподівання є найбільш раціональним. Ця оцінка, серед інших, позбавлена систематичної помилки й має найменшу дисперсію [41]. Крім того, на думку багатьох дослідників, навіть для однотипних об'єктів різноманітність наявної аналітичної інформації як за методами її одержання, так і за сукупністю процесів, що обумовили розподіл елементів (тобто неоднорідність вибірок), робить з'ясування моделей розподілу взагалі недоречним або зайвим. Те саме справедливе для вибірок малого об'єму, з якими в більшості випадків мають справу геохіміки, в тому числі й при атмогеохімічних дослідженнях.

Вищевикладені припущення були покладені в основу методичних прийомів визначення фонових та мінімально-аномальних значень окремих показників, які

досліджувались при проведенні СТАГД. Ця робота виконувалась по кожному із об'єктів (площ) СТАГД. Цифрові характеристики показників формувались у вибірки (сукупності даних) для наступної статистичної обробки. При необхідності для конкретних об'єктів було сформовано декілька вибірок, наприклад, для даних, одержаних в різні пори року або таких, що характеризують блоки геологічного середовища з різною будовою та газонафтоносністю, різні ландшафтно-геохімічні умови. Статистична обробка вибірок передбачала розрахунок двох головних параметрів, необхідних для визначення фонових та мінімально-аномальних значень, середнього арифметичного ($\bar{x}$) та середнього квадратичного відхилення (S). Обчислення велись за загально визначеними формулами: середнє арифметичне

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (1.1)$$

де x_i – індивідуальне значення показника кожної сукупності; n – число одиниць сукупності або обсяг вибірки;

стандартне відхилення S :

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n}}; \quad (1.2)$$

точність визначення середнього tS :

$$tS = \frac{1.96S}{\sqrt{n}}. \quad (1.3)$$

Статистична обробка даних виконувалась на комп'ютері з використанням програмного пакета Surfer for Windows.

При формуванні вибірок важливим є досягнення максимальної однорідності сукупності даних (ознак). З цією метою запропоновано не включати у вибірці проби з так званими «ураганими» значеннями показників, одержаних інструментальними методами. Такі значення можуть виникати за різних обставин: похибці при спостереженнях або відборі проб, збігу декількох факторів, що не існують поодинці, одинокою точковою концентрацією вмісту компонента, порушенням однорідності сукупності, що вивчається, за незалежними від дослідника причинами тощо.

Зважаючи на це, при статистичній обробці даних з метою визначення місцевого фону була запропонована така процедура: спочатку у вибірки включались усі проби, що стосувались певної сукупності ознак, з наступним визначенням середнього арифметичного і стандартного відхилення; потім вибірка «чистилась» – з неї вилучались всі значення, які перевищували $\bar{x} \pm 3S$ (тобто такі, що вважались аномальними), і вибірка знову включалась в статистичну обробку з визначенням «уточненого» середнього арифметичного й стандартного відхилення; відповідно змінюється (зменшується) кількість точок з аномальними значеннями показника, а це в свою чергу впливає на площинний розподіл аномальних точок та висновки, що виникають при картографуванні та інтерпретації цього розподілу.

Проби з «ураганними» значеннями показників також обов'язково враховуються і на картографічних матеріалах виносяться у вигляді окремих точок, які в свою чергу вимагають інтерпретації.

Таким чином, при статистичній обробці даних визначалися такі показники:

- $C_{\phi}(\bar{x})$ – геохімічний фон;
- S – стандартне відхилення;
- C_{ma} – нижній рівень мінімально-аномальних значень (вище фонових) –

$$C_{ma} \geq C_{\phi} + 0,5S;$$
- C_a – нижній рівень границі аномальних значень – $C_a \geq C_{\phi} + 1,5S;$
- C_{3s} – рівень впевнених висококонтрастних аномальних значень – $C_{3s} \geq C_{\phi} + 3S.$

В узагальненому вигляді підхід до результатів статистичної обробки даних атмогеохімічних досліджень може бути сформульований у такому вигляді: за аномальні значення показника приймаються такі, що перевищують $\bar{x} \pm 1,5S$ ($C_{an} > \bar{x} + 1,5S$), фонові значення можуть знаходитись в діапазоні від $\bar{x}$ до $\bar{x} \pm 1,2S$ ($C_{\phi} < \bar{x} \pm 1,2S$). Значення від $\bar{x} \pm 1,2S$ до $\bar{x} \pm 1,5S$ при певних умовах можуть характеризувати слабкоконтрастні аномалії.

За результатами математично-статистичної обробки вираховуються рівні, по яких побудовано карти розподілу показників СТАГД. При побудові карт

відображається не інтервальна шкала, а розрахована, для рівнів якої використовується стандартне відхилення і визначене середнє (Рис. 4.2).

Крім вирахованих рівнів на шкалі вказано мінімальне і максимальне значення показника.

Для карт від «середнє» до «середнє+3S» використовується градієнтне фарбування від світлих тонів («середнє» «середнє+0.5S») до насичених (високі значення показника («max»)), значення нижче середнього не зафарбовуються.

При побудові карт для кожного з показників додається шкала, на якій відображаються наведені вище характеристики розподілу поля.

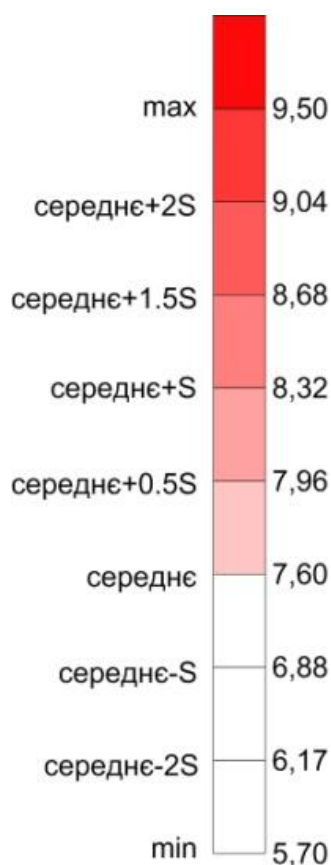


Рисунок 4.2. Шкала показника

Після математико-статистичної обробки даних СТАГД виконувався етап картографічного відображення та інтерпретації одержаних результатів. Обов'язковим є складання карт просторового розміщення показників: температури підгрунтового шару порід, атмогеохімічних карт і карт інтегральних коефіцієнтів. При підготовці блоку картографічних матеріалів потрібно дотримуватись певної

послідовності, а саме: спочатку складаються так звані параметричні карти, на яких відображається інформація щодо одного із визначених показників (наприклад, температура підгрунтового шару порід, вміст радону тощо); в наступному складаються карти, які можуть іменуватись як аналітичні й дозволяють аналізувати особливості розподілу декількох споріднених показників (радону, торону, вуглекислого газу, гелію, водню). Завершуються роботи з підготовки блоку картографічних матеріалів складанням прогностичних карт просторового розподілу ділянок різної перспективності на пошуки вуглеводнів. Такі карти є по суті узагальнюючими, на яких інтегрується та інтерпретується увесь масив наявних даних та матеріалів за певними критеріальними оцінками. В якості картографічної основи використовуються топографічні карти в масштабі досліджень СТАГД, структурні карти, карти розломно-блокової тектоніки, карти результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок, карти газонафтоперспективних земель та об'єктів, бурових свердловин (продуктивних та порожніх), сейсмогеологічні розрізи та ін.

З метою підвищення інформативності картографічних матеріалів та обґрунтованості відповідних висновків доцільно складати узагальнюючі карти методом суперпозиції, тобто суміщення карт з різними показниками (наприклад, карт аномальних та фонових полів показників температури, карт інтегральних показників еманаційного поля, газогеохімічних карт, структурних карт та карт результатів дешифрування матеріалів космічних зйомок). Складання таких узагальнюючих карт повинно передувати підготовці вихідних прогностичних карт.

Таким чином, ряди одновимірних показників чи характеристик поєднуються у єдиний багатовимірний простір, який може відображати зв'язок між приповерхневою частиною геологічного середовища та виявленим чи прогнозованим покладом ВВ. Певні закономірності цього багатовимірного простору є основою для визначення критеріїв узагальнюючих прогностичних оцінок.

Важливою й відповідальною задачею є обґрунтування критеріїв перспективності площ та ділянок, на яких були виконані дослідження СТАГД, на пошуки ВВ. Вирішення цієї задачі виходить із таких інформативних джерел:

теоретичних уявлень щодо особливостей та характеру прояву покладів ВВ в приповерхневих температурних та газових полях; науково-методичних розробок відділу геоекології та пошукових досліджень Інституту геологічних наук НАН України, досвіду різних авторів та організацій з проведення малоглибинних геохімічних та геофізичних досліджень, результатів багаторічних досліджень СТАГД. Оцінка перспективності об'єктів СТАГД на пошуки покладів ВВ визначалась головним чином через характер розподілу аномальних та фонових значень окремих та інтегральних показників з урахуванням вивченості структурно-тектонічних особливостей та оцінки газонафтоносності регіональних структур й локальних площ та ділянок.

При розробці прогнозно-пошукових критеріїв на вуглеводневі поклади в кристалічному фундаменті були використані наступні індикатори:

Структурно-тектонічний індикатор – наявність структурно-тектонічних, структурних, розломно-блокових картографічних побудов у масштабі, що відповідає масштабу досліджень СТАГД. Такі побудови є необхідною основою для визначення структурної позиції об'єктів, що вивчаються, порівняльного аналізу їх структурних та тектонічних характеристик з відомими родовищами ВВ, уточнення ролі окремих структур та розривних порушень у формуванні потенційних пасток й покладів ВВ.

З урахуванням різного рівня геологічної вивченості об'єктів досліджень важливе значення має коректне використання наявних матеріалів аеро- й космічних зйомок, що зменшує вплив суб'єктивного фактору при визначенні ролі та трасуванні тектонічних порушень. Важливим фактором при оцінці структурно-тектонічного індикатора є наявність структур, які розглядаються за результатами геофізичних досліджень як перспективні на виявлення покладів ВВ.

Вуглеводневий індикатор (показник нафтогазоперспективності) – наявність на території досліджень відкритого покладу ВВ у стадії розвідки чи експлуатації з необхідними даними щодо його будови, складу ВВ тощо.

Температурний індикатор. Природа приповерхневих температурних аномалій є однією з найбільш дискусійних. За літературними даними відомо, що над покладами ВВ, в приповерхневих шарах геологічного середовища фіксуються

позитивні аномалії температурного поля. В більшості випадків в межах покладу показники температури підґрунтового шару гірських порід, особливо в апікальній частині газонафтоносних структур, перевищують такі показники поза контуром покладу. За результатами досліджень СТАГД просторовий розподіл показників температури підґрунтового шару порід тісно пов'язаний з особливостями блокової будови об'єктів досліджень: температурні максимуми характерні до найменш порушених (за даними сейсморозвідки та результатами дешифрування матеріалів космічних зйомок) тектонічних блоків. В той же час такі блоки відрізняються найменшою газопроникністю (за даними атмогеохімічних досліджень). Тому в межах одного й того ж родовища ВВ температурне поле неоднорідне, має плямистий характер розподілу його показників. В цілому, можна вважати, що приповерхневі температурні аномалії є важливим додатковим індикатором покладів ВВ.

Еманаційні індикатори. Характерні особливості будови та інтенсивності еманаційного поля є важливим показником геодинамічної напруженості території досліджень. Вони можуть бути картувальною ознакою тектонічно напружених зон (вертикальних та горизонтальних рухів, розуцільнення, тріщинуватості тощо). Інтерпретація результатів еманаційних досліджень базувалася на положеннях, викладених на початку розділу – корінні масиви гірських порід у природних умовах здебільшого перебувають під впливом диференційованих напружень, що в них існують. Покривні відклади є геологічними трансформаторами полів напружень корінного масиву. Тектонічні порушення є місцем розвантаження напружень і характеризуються наявністю локальних аномалій радону та торону різної контрастності. В такому разі максимальна кількість аномалій цих радіоактивних газів має бути ознакою зон активної (новітньої та сучасної) геодинамічної активності, розуцільнення, тріщинуватості, відповідно флюїдопроникності. Найбільш інтенсивні еманаційні аномалії в більшості випадків фіксуються в місцях перетину виявлених різними методами зон розривних порушень, що обмежують тектонічні блоки і можуть бути каналами розвантаження газових потоків. Наявність аномалій торону, що оточують аномалії радону, пов'язується з більш високою

інтенсивністю геодинамічних процесів. Фонові поля еманаційних показників навпаки можуть бути ознаками порівняно геодинамічно стабільних блоків й структур, потенційно «герметичних», й тому сприятливих для формування та збереження пасток вуглеводнів. Визначення рівня інформативності та прогностичного значення еманаційних індикаторів можливе лише в разі їх сумісного аналізу, по-перше зі структурно-тектонічними побудовами та регіональними характеристиками еманаційного поля, по-друге з даними газогеохімічних досліджень, насамперед, просторового розміщення, структури та інтенсивності аномальних показників вмісту в підґрунтовому повітрі вуглекислого газу, гелію, водню.

Газові індикатори. До них умовно віднесені показники вмісту вуглекислого газу, гелію та водню в підґрунтовому повітрі. В комплексі з еманаціями радону та торону аномалії цих газів можуть бути пов'язані з найбільш проникними ділянками зон тектонічної активності та показниками їх глибинності. Якщо еманаційні індикатори дозволяють оцінити положення тектонічних зон та їх сучасну геодинамічну активність, то аномалії вуглекислого газу можуть вказувати на розривні порушення з підвищеною флюїдопроникністю. Аналіз просторового положення, структури, конфігурації розмірів аномалій вуглекислого газу дозволяє прогнозувати при певних умовах напрямки падіння площини зміщувача розривного порушення (наприклад, напрямок падіння зміщувача може співпадати з напрямком просторового зміщення аномалії вуглекислого газу по відношенню до сумісних аномалій радону-торону). Така характеристика будови розривного порушення важлива для визначення її ролі в створенні тектонічно екранованих покладів. При визначенні ролі та значення показників аномальності вуглекислого газу потрібно враховувати, що ширина аномалій цього газу збільшується зі збільшенням потужності покривних відкладів: аномалії, найменш значні за шириною, характерні для крутопадаючих розривів, аномалії значних розмірів у поперечнику можуть свідчити про пологое падіння порушень. В той же час необхідно звернути увагу на неоднозначність аномальних проявів вуглекислого газу. В одних випадках його аномалії фіксуються в асоціації з аномаліями радону та торону. В інших – аномалії

вуглекислого газу просторово відокремлені від радіоактивних газів й створюють самостійні поля. В останньому випадку аномалії вуглекислого газу можуть бути пов'язані генетично з покладами ВВ, зокрема газу, тим більш, що в літературі наведені приклади різкого підвищення вмісту вуглекислого газу в деяких газових й нафтових родовищах.

Використання показників вмісту гелію у підґрунтовому повітрі ґрунтується на визначенні винятково глибинної природи радіогенного гелію. В приповерхневих умовах аномалії гелію можуть формуватись за рахунок висхідних флюїдомасопотоків по зонах розущільнення гірських порід.

Інтерпретація аномалій водню неоднозначна, в т.ч. й при вивченні особливостей структурно-тектонічної будови об'єктів досліджень СТАГД. Більшість дослідників вважає, що водень є показником глибинності розломів [6, 14, 96]. В зонах стиснення (насувах) цей газ відсутній. Деякі дослідники розглядають підвищення потоків водню як показник руйнування покладів ВВ.

Слід зазначити, що у автора роботи є свої погляди на аномалії гелію, водню та вуглекислого газу, які фіксуються в приповерхневому шарі ґрунту. Роботами [102, 68] ці погляди підкріплюються, зокрема нафтогазоносність Північного борту ДДЗ пов'язана і з промисловою "гелієносністю", яка є найбільш значною в природному газі і нафті кристалічного фундаменту і характеризується запасами гелію на Юліївському нафтогазоконденсатному родовищі порядку 180 млн. м³ [102]. Як зазначалось вище, гелій утворюється радіогенним шляхом в кристалічному фундаменті гранітоїдного складу. Сам гелій (в силу його низької парціальної пружності) мігрувати в земній корі самостійно не здатний, однак може транспортуватися вверх по розрізу з кристалічного фундаменту в осадову товщу, будучи розчиненим у флюїді-носії, яким зазвичай виступають нафта та природний газ з азотом і вуглекислим газом (або без них).

Таким чином, щоб розчинити і накопичити в собі 180 млн. м³ гелію, нафта і природний газ Юліївського родовища пройшли довгий шлях вверх по розрізу через ті зони кристалічного фундаменту, де утворюється радіогенний гелій, а не через осадову товщу ДДЗ, де гелій не утворюється. Така кількість гелію за думкою [102]

свідчить про те, що нафта і природний газ в породи кристалічного фундаменту Північного борту ДДЗ мігрували з нижніх частин КФ (або з-під нього), а не з осадової товщі ДДЗ.

Газовуглеводневі індикатори (метан та його гомологи) вважаються показниками як загальної перспективності земель на ВВ, так і ступеню герметичності прогнозованих покладів нафти та газу. Вже відмічалось, що теоретичною основою газовуглеводневих індикаторів є уявлення щодо безперервної вертикальної (дифузійної та фільтраційної) міграції газів від покладу або потенційної пастки ВВ до денної поверхні Землі [93]. При оцінці перспектив площі чи об'єкту досліджень рекомендується віддавати перевагу особливостям прояву аномалій важких ВВ. Саме такі аномалії можуть мати прямий зв'язок з покладами нафти чи газу, але при їх інтерпретації потрібно також враховувати вплив на розподіл газових потоків зон підвищеної геодинамічної активності та проникності. Над центральними частинами газонафтових родовищ в багатьох випадках встановлюються порівняно низькі концентрації вуглеводнів та супутніх газів, тоді як на периферії родовища облямовані аномаліями ВВ більш високої концентрації (так званий «кільцевий» ефект), які знаходяться поза межами родовища [53]. Найінтенсивніші газові аномалії ВВ картується в зонах впливу розривних порушень, які характеризуються неотектонічною та сучасною (новітньою) геодинамічною активністю. Можливо, саме цими обставинами обумовлене позаконтурне (по відношенню до покладів ВВ) розташування найбільш інтенсивних локальних аномалій ВВ, які просторово пов'язані з тектонічними порушеннями, що обмежують продуктивні блоки.

В роботах В.А.Соколова [93] обґрунтовується теоретичне положення – підвищений вміст у поверхневих відкладах метану та його гомологів є ознакою наявності на глибині покладів нафти та газу, але неоднорідності газопроникності шарів порід, розташованих в склепінні структури чи на її крилах, складна дрібноблокова структура родовищ значно ускладнює інтерпретацію даних газогеохімічних досліджень, у т.ч. аномальних та фонових полів вуглеводневих газів. Тому достатньо обґрунтована інтерпретація аномальних та фонових полів

вуглеводневих газів може бути здійснена в разі комплексного аналізу структурно-тектонічних, термометричних, еманацийних факторів та наявної інформації щодо газонафтоносності території досліджень [6, 9, 23, 52, 89].

Таким чином індикаторами газонафтоперспективності площ та ділянок досліджень СТАГД є кількісні показники (перш за все аномальні концентрації) вмісту ВВ в підґрунтовому повітрі та їх розподіл щодо склепінь чи присклепінних частин структур, водонафтових та газоводяних контактів родовищ, тектонічних порушень. В той же час при інтерпретації аномальних та фонових геохімічних полів потрібно враховувати припущення деяких дослідників, що підвищений вміст вуглеводневих газів (особливо метану) може бути обумовлений не наявністю покладів ВВ, а впливом шарів гірських порід, відносно збагачених органічною речовиною, розвантаженням підземних вод тощо.

За даними досліджень СТАГД найбільш чітко фіксуються аномальні, як за площею так і за контрастністю, поля метану, етану та бутану. Теоретично з будь-якого покладу ВВ найбільш інтенсивно дифундує метан, тобто він повинен фіксуватись в апікальних частинах родовищ ВВ, а також в межах тектонічних зон, що пересікають та порушують такі родовища.

Практично такі очікувані особливості розподілу аномалій метану не підтверджуються при проведенні газогеохімічних досліджень СТАГД. Звертає на себе увагу така обставина – аномалії метану майже завжди просторово відірвані від аномальних полів більш інформативних вуглеводневих газів – етану, пропану та бутану, тобто не корелюються з ними. Очевидно, показники вмісту метану не можуть розглядатися окремо як надійний газовуглеводневий індикатор при прогностичних оцінках. Інтерпретація показників метану повинна виконуватись у комплексі з його гомологами (етаном, пропаном, бутаном, ізо-бутаном), а газогеохімічні аномалії доцільно виділяти й вивчати за сумою гомологів метану.

Результати досліджень СТАГД дозволяють зробити висновок, що більш інформативними показниками є площинні аномалії етану та пропану. Бутан та ізо-бутан фіксуються практично завжди в окремих пунктах спостережень.

При використанні газовуглеводневих індикаторів для оцінки газонафтоперспективності об'єктів СТАГД автор вважає за доцільне виходити із такого, дещо узагальненого теоретичного й практичного положення – газовуглеводневі аномалії, які є, як би, проекцією покладу на денну поверхню, мають порівняно низькі концентрації ВВ над центральними частинами родовищ та облямовуються по їх периферії більш високими концентраціями. Аномальні поля вуглеводневих газів можуть бути використані при наявності об'єктивних даних як додаткова інформація так званого «прямого» характеру про накопичення ВВ у пастці, а виявлені закономірності їх просторового розміщення, разом з температурними, еманаційними та газовими індикаторами потрібно розглядати як певну інформацію для уточнення прогностичної оцінки площ та ділянок досліджень СТАГД.

Після виділення перспективних ділянок за СТАГД автором роботи розроблена та рекомендується до проведення система рейтингування ділянок перспективних на видобуток вуглеводнів (таблиця 4.1).

В колонці номер 1 розташовані номери ділянок у відповідності до проведеного рейтингу.

Колонка номер 2 містить відомості про площу виділених ділянок. Наприклад якщо площа перспективної ділянки складає менше 1 км² (при зменшенні площі структури зменшується її економічна привабливість), навіть при наявності структури і перспективності її за іншими видами досліджень, – дуже мала ймовірність її розробки бурінням.

Колонка номер 3 містить відомості щодо перспектив кожної виділеної ділянки за даними проведених раніше досліджень, при співпадінні перспективної ділянки виділеної за структурно-термо-атмо-геохімічними дослідженнями з перспективними ділянками виділеними за іншими дослідженнями ділянці присвоювався +, при частковому спів падіння +/-.

Колонка номер 4 сформована на основі детального аналізу карт розподілу радонового і торонового показників, а також радон-торонового співвідношення. Наявність + означає відсутність активних геодинамічних процесів в межах виділених перспективних ділянок.

Колонка номер 5 сформована на основі аналізу карт розподілу метану та його похідних. Наявність + означає відсутність виходів важких вуглеводнів (C2-C6) і присутності невисоких значень по метану в межах перспективних ділянок.

Колонка номер 6 (слугувала додатковим індикатором) сформована на основі аналізу карти розподілу температурного показника в підґрунтовому шарі повітря. Якщо над перспективними ділянками температура вище фонових значень в таблиці присвоювався +, якщо підвищені значення температурного поля частково співпадали з виділеною перспективною ділянкою, в таблиці присвоювався +/-.

Колонка номер 7 (слугувала додатковим індикатором) сформована на основі аналізу карт розподілу вуглекислого газу (CO₂), а також точкових значень по He і H₂. Аномалії вуглекислого газу, гелію і водню вказують на розміщення найбільш проникних ділянок з підвищеною флюїдопровідністю. Якщо підвищених значень вуглекислого газу, гелію та водню в межах виділених перспективних ділянок не фіксувалося, то їм присвоювався +.

Таблиця 4.1. Приклад рейтингування перспективних ділянок виділених за СТАГД

Номер ділянки	Площа	Перспективна за іншими дослідженнями	Стабільна геодинамічна ділянка (Rn, Tn, Rn/Tn)	Вуглеводневі індикатори	Температурний індикатор	He, H ₂ , CO ₂
1	2,5 км ²	+	+	+	+	+
5	0,7 км ²	+	+	+		+
2	1,3 км ²	+/-	+	+	+	+
6	1 км ²	+/-	+	+	+/-	+
7	2 км ²		+	+	+	+
4	4,2 км ²		+	+		+
3	2,1 км ²	+	+		+/-	

За результатами проведеного рейтингування ми отримуємо рейтинг перспективних ділянок спираючись на який можна вибирати першочергові об'єкти для подальших досліджень (наприклад детальна 3D сейсміка) або безпосередньо переходити до закладання свердловин на пошуково-розвідувальне буріння.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

Структурно-термо-атмогеохімічні дослідження за напрямком та змістом поділяються на п'ять блоків: геолого-структурні, термометричні дослідження, газогеохімічна зйомка за вільними ВВ, лабораторно-аналітичні дослідження, обробка матеріалів досліджень та побудова картографічних моделей з виділенням об'єктів перспективних на пошуки ВВ, котрі виконуються у чотири послідовні етапи.

Методика СТАГД створена для прогнозування розломних зон підвищеної проникності (тріщинуватості, розущільнення) з метою вирішення пошукових та геоекологічних задач доповнена новим блоком досліджень – проведення рейтингової оцінки виділених перспективних ділянок. Як технологія, цей метод використовується для вирішення конкретної мети – оцінка перспектив нафтогазоносності.

На основі методики СТАГД, розроблено нові рекомендації та доповнені вже існуючі по обробці, інтерпретації та виділенню перспективних на вуглеводні ділянок на кристалічному фундаменті та осадовому чохла Північного борту ДДЗ.