

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

ІНСТИТУТ ГЕОЛОГІЧНИХ НАУК
НАЦІОНАЛЬНА АКАДЕМІЯ НАУК УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

СЕМЕНЮК ВОЛОДИМИР ГРИГОРОВИЧ

УДК 553.98.041:551.243(550.84)

ДИСЕРТАЦІЯ

**ВИЗНАЧЕННЯ ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВИХ ОЗНАК
НАФТОГАЗОНОСНОСТІ БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ
ЗА ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНИМИ ТЕРМО-АТМО-ГІДРОЛОГО-
ГЕОХІМІЧНИМИ ДАНИМИ**

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

_____ В.Г. Семенюк

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

м. Київ – 2019

АНОТАЦІЯ

Семенюк В.Г. Визначення прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури за геолого-структурними термо-атмо-гідролого-геохімічними даними. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.01 «Загальна та регіональна геологія» (103 Науки про Землю). – Інститут геологічних наук НАН України, Київ, 2019.

Дисертаційна робота присвячена визначенню прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності в імпактних структурах за геолого-структурними і термо-атмо-гідролого-геохімічними даними на прикладі Бовтиської імпактної структури. В роботі розглянуто особливості розподілу газу в підґрунтовому повітрі, визначено вплив тектонічних порушень та зон тріщинуватості над імпактною структурою на нафтогазоносність.

В процесі виконання дисертаційної роботи було проаналізовано результати науково-дослідних та виробничих робіт з вивчення геологічної будови та оцінки нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури, що дало змогу оцінити об'єми проведених робіт і науково-обґрунтовано обрати об'єкти досліджень та виконати прогнозування нафтогазоносності району за комплексом структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних досліджень (СТАГГД).

В останні десятиріччя після відкриття в імпактних структурах Канади, США, Мексики промислових покладів ВВ, які пов'язують з імпактидами у цоколі метеоритного кратера (підкратерній зоні) та роздробленій зоні фундаменту на кільцевому валу, що оконтурює кратер, інтерес до них значно зріс.

Виходячи з досвіду вивчення та розробки нафтогазоносних імпактних структур у світі, усі астроблеми України, являють собою принципово новий

за своїм газонафтовим потенціалом геологічний об'єкт, який потребує ретельного цілеспрямованого вивчення.

Для вивчення і діагностики імпактних структур доцільним є використання комплексу методів: дистанційні дослідження (аеро-космодешифрування), геофізичні (гравірознавдя, електророзв'ідка) та детальні мінералогічні і геохімічні. Однак, кожний окремий з цих методів не дає змогу оцінити перспективи щодо нафтогазоносності цих структур. Використовування комплексної технології споріднених методик дають можливість визначення геодинамічної активності і флюїдопроникності структур, формуючи процеси вуглеводневих скупчень та на цій основі проводити картування і прогнозування ділянок, перспективних на пошуки ВВ в кристалічних породах.

Майже всі структури, де проводились пошуки на вуглеводнів (ВВ), нафтогазопродуктивні у відкладах осадового чохла, а, головне, виявлені поклади в кристалічних породах (структури Ред-Уінг-Крік, Чіксулуб). Виключення складає Сільянський кратер, де свердловини закладались, на нашу думку, без достатнього наукового обґрунтування.

Морфологія і класифікація імпактних кратерів розроблена і не викликає заперечень, але й досі недостатньо вивчений увесь комплекс критеріальних формуючих ознак ВВ підкратерного простору. Уяви про утворення великих (декілька км у діаметрі) імпактних структур загалом базувались на математичних розрахунках, теоретичних уявах про імпактні події. Практичні результати про процеси, що протікають під час утворення імпактної структури, розроблено при проведенні експериментальних атомних вибухів. Утворення надвеликих кратерів (понад 100 км) досі викликає дискусії.

Не дивлячись на те, що понад 200 кільцевих структур (КС) діагностовано як імпактні, але досі існують питання про остаточне діагностування їх саме як імпактних. Імпактні і переміщені породи досі однозначно не діагностуються. Це викликає суперечки при віднесенні

структури до імпактної, тієї що виникла внаслідок удару метеорита. Породи, викинуті за межі структури, часто піддаються руйнуванню і знищенню, тому визначити їх як нафтогазоносні надзвичайно складно. Самі структури перекриті осадовими відкладами, і безпосередніми спостереженнями структуру вивчити неможливо. Однією з основних ознак діагностування кратера як нафтогазоносного є наявність результатів досліджень комплексної інтерпретації сукупності критеріальних ознак, які передбачені технологією СТАГГД.

СТАГГД – це розроблена технологія, яка об'єднує різноманітні методи (геолого-структурні, термометричні, еманацийні, газо-геохімічні, гідролого-гідрогіологічні дослідження, дешифрування матеріалів дистанційних досліджень), кожен з яких несе свою частку інформації про геологічну будову середовища. До особливостей даної технології можливо віднести гідролого-гідрогіологічні та газово-формаційні дослідження з головними формуючими критеріями складових нафтоносності кристалічних порід – вуглецю CO_2 , гелію He та водню H_2 , що виступають генетичними ознаками кристалічних порід і формуючих ВВ мантийних процесів. Як технологія, ця методика і використовується, тобто послідовно виконуються окремі етапи, що приводить до конкретної мети – завдяки пошуковим ознакам дається оцінка нафтогазоносності об'єкта досліджень.

Використання комплексу і поєднання спеціальних непрямих досліджень та прямих геохімічних сигналів від покладу дозволяє більш змістовно вивчити нафтогазоносність Бовтиської імпактної структури і на цій основі зробити прогнозно-пошукові висновки-рекомендації.

На основі комплексних гідрологічних та гідрогіологічних досліджень вперше розглянуто складний процес формування вуглеводневих родовищ в імпактних структурах (астроблемах), де за таксономічну одиницю прогнозного районування імпактних структур і прилеглих територій приймаються площі річкових басейнів.

Аналіз світового досвіду вивчення імпактних структур (астроблем) свідчить, що у більшості випадків нафтогазоносні райони розташовані в центральних частинах структур (кратерах, прогинах на місці кратеру), здебільшого на бортах структури, одночасно такі зони пов'язані з річковими системами.

Такий науково-методичний підхід до умов формування покладів ВВ в імпактних структурах дозволяє вже на перших етапах пошукових робіт більш аргументовано визначати прогнозну наявність покладів.

Бовтиська імпактна структура, одна з найкраще вивчених імпактних структур України (в ній пробурені понад 500 св.). Однак більша частина св. бурилася з метою вивчення сланцевих відкладів, відкритих у структурі, і не розкривала породи фундаменту або імпактні відклади. На найбільш цікавих ділянках для накопичення вільних ВВ (центральне підняття, кільцевий вал, підкратерні відклади, кільцевий жолоб навколо центрального підняття) св. не розкрили структуру на достатню глибину. Підкратерний простір, кільцевий вал, гравітаційна руйнація стінок кратера цілеспрямовано не вивчалися.

Більшість дослідників пов'язують перспективність імпактної структури зі сланцевими відкладами. Їх оцінка як горючих сланців і джерела енергетичної сировини виконана різними спеціалізованими організаціями колишнього Радянського Союзу і УРСР. Однак як джерело природного газу сланці не вивчалися. Прогнозні ресурси горючих сланців 3795 млн т, загальні ресурси газу 2,9 трлн м³. За підрахунками із смол Бовтиського родовища можна трансформувати майже 800 млн т сирової нафти. Товща горючих сланців Бовтиської котловини визначена як промислове родовище газової сировини, безпосередньо горючих сланців, що може внести суттєві позитивні зміни в енергетичний баланс країни.

Гідрогеологічні умови Бовтиської западини є досить складними. У межах родовища горючих сланців виділяється шість водоносних горизонтів.

Водоносні горизонти багатоярусні, різною мірою зв'язані між собою і з тріщинними водами кристалічного фундаменту, за рахунок яких отримують

живлення на значних глибинах. Це свідчить про наявність порових вод, що несуть газову частку можливих ВВ.

За вмістом головних іонів підземні води території локалізації імпактної структури відносяться до гідрокарбонатного та інколи сульфатного класу І типу, що характерно для підземних вод, приурочених до покладів ВВ.

За комплексним аналізом вихідного гідрогеохімічного матеріалу виділяється ділянка у північній частині Бовтиської структури, яку можна розглядати як перспективну щодо покладів ВВ: тут відмічається понижений вміст сульфатів та значення водневого показника, підвищена концентрація амонійного азоту, вуглекислого газу, підвищені значення окиснюваності.

Закономірності розподілу гідрогеохімічних показників у межах Бовтиської структури та прилеглих площ не пов'язані з глибинними процесами, про що свідчать незначні величини коефіцієнта метаморфізації (K_3 становить близько 2,5).

Положення більшості аномалій гідрохімічних показників збігається з тектонічними порушеннями і вузлами їх перетину.

Флюїдоформуючі ділянки поглинання річкового стоку за даними гідрометричних досліджень розглядаються в якості перспективних на пошуки ВВ. Автор виходить при цьому із науково-теоретичних передбачень та міжнародного досвіду з вивчення та експлуатації відомих нафтогазових родовищ щодо їх відновлення на нафтогазоносних традиційних об'єктах.

За результатами гідрологічних і гідрогеологічних досліджень у межах кратера та в зонах розвитку біолого-осадових накопичень визначено три ділянки, сприятливі для формування покладів ВВ, що картуються як зони поглинання (метаноформуючі процеси та їх продукуючі ділянки).

Виходячи з результатів СТАГГД будова Бовтиської структури більш складна, ніж запропонована геологічними дослідженнями.

За результатами дистанційних досліджень визначено складну будову ділянки досліджень і Бовтиської імпактної структури. Виділено різноспрямовані 23 лінеаментні зони, які об'єднуються у 3 динамопари і 2

фрагменти КС (внутрішня і зовнішня). Значна кількість лінеаментних зон свідчить про сучасну і, можливо, неотектонічну активність території. Вони найчастіше співпадають з фрагментами регіональних тектонічних порушень.

Фрагменти КС, визначених за результатами дистанційних досліджень, не співпадають з контуром Бовтиської імпактної структури. Внутрішня КС, що знаходиться в центрі Бовтиської структури, облямовується вуглеводневими газами і безперечно має право на існування як флюїдонепроникна. Друга КС (зовнішня) значно перевищує за розмірами Бовтиську западину (кратер) і знаходить відображення в полях розподілу показників СТАГГД. Вздовж її внутрішнього краю розповсюджені аномалії еманаційних газів, а вздовж зовнішнього краю – аномалії вуглеводневих газів. Можливо, це прояв зовнішньої частини тріщинуватості Бовтиської імпактної структури.

За розподілом вуглеводневих газів і еманаційних показників між КС, визначеною за результатами дистанційних досліджень, і контуром Бовтиської імпактної структури виділяється за геологічними даними флюїдонепроникна і геодинамічно пасивна зона на південному сході, сході і північному сході від імпактної структури.

За розподілом температурних і еманаційних показників Бовтиський об'єкт не відображається як єдина цілісна структура. Фіксуються тільки окремі елементи її геологічної будови і визначається вплив тектонічних порушень на перерозподіл показників СТАГГД. Найбільш впливовим є Кіровоградський глибинний розлом, з яким пов'язані інтенсивні аномалії радону, торону, вуглекислого газу, однак аномалії цих газів ускладнюються в вузлах перетину цього розлому іншими порушеннями зовнішньої КС.

Газові показники: гелій, водень, вуглеводневі гази мають різне походження і по різному дифундують до денної поверхні. На їх розподіл впливає як дифузійні властивості газів, так і фільтраційні властивості порід. Водень і гелій розглядаються як гази глибинного походження, хоча водень

може бути пов'язаним з вуглеводневими газами, а вуглеводневі гази з зонами накопичення ВВ.

За розподілом більшість вуглеводневих показників СТАГГД зосереджено вздовж зовнішньої КС, визначеної за результатами дистанційних досліджень, і зовнішнього контуру Бовтиської структури, визначеної за результатами геологічних досліджень. При цьому північна і північно-східна частина ділянки досліджень за межами Бовтиської структури за розподілом вуглеводневих газів проявляється по різному. Тут зосереджено аномалії водню, метану, етану, пропану, етилену, пропілену і фонові значення показників бутанів, гексанів і пентану.

Вздовж північної частини Бовтиської структури визначені підвищені значення важких ВВ: від бутанів і вище. Водень, метан, етан, пропан, етилен, пропілен вздовж північного краю Бовтиської структури відсутні, але ці гази фіксуються підвищеними значеннями у внутрішній частині Бовтиської структури.

Виходячи з результатів дистанційних досліджень і еманаційних, температурних і газових зйомок встановлено, що вплив метеоритного удару перевищує розмір Бовтиської імпактної структури. Про це свідчить КС, визначена за результатами дистанційних досліджень, з якою пов'язані як атмогеохімічні, так і еманаційні аномалії. Газові аномалії, що розташовані вздовж цієї КС, свідчать про розвиток тріщинуватих зон, по яких надходять вуглеводневі гази.

Між краєм Бовтиської структури і КС визначається зона, в якій фіксуються аномальні еманаційні показники при відсутності вуглеводневих газів. Скоріш за все – це зона стиснення. По краю Бовтиської структури фіксується вуглеводнева аномалія.

На розподіл газових показників безперечно мають вплив тектонічні порушення, які ускладнюють розподіл газових аномалій, що приймають лінійно витягнуту форму вздовж порушень.

Результати досліджень дозволяють перейти до вирішення основної задачі роботи – визначити прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури.

Підставами для визначення прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності імпактних структур є результати системного аналізу проведених досліджень з вивчення нафтогазоносності імпактних структур світу та розробки в них вуглеводневих покладів (США, Канада, Мексика) та вітчизняного досвіду обґрунтування перспектив нафтогазоносності астроблем України, а також результати обробки та інтерпретації даних СТАГГД, виконаних у межах Бовтиської імпактної структури й її обрамлення.

Вперше визначені прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності за комплексом СТАГГД Бовтиської структури, що і є головним результатом досліджень за темою дисертаційної роботи.

Ключові слова: астроблема, імпактна структура, вуглеводні, зони підвищеної проникності, пошукові ознаки нафтогазоносності кристалічного фундаменту, структурно-неотектонічне дешифрування, атмогеохімічні показники, еманацияна, газометрична, гідрологічна і гідрогіологічна зйомки.

ABSTRACT

Semeniuk V.G. Determination of prospecting features of oil and gas content of the Boltysh Impact Structure according to geological-structural and thermo-atmo-hydrological-geochemical data. – Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for the degree of Ph.D. in Geological Sciences, specialty 04.00.01 “General and Regional Geology” (103 Earth Sciences). – Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kyiv, 2019.

The dissertation is on the determination of the prospecting features of oil and gas content in impact structures according to geological-structural and thermo-atmo-hydrological-geochemical data on the example of the Boltysh Impact Structure. The paper deals with the peculiarities of the distribution of gas in the underground air, the influence of tectonic disturbances and fracture zones over the impact structure on oil and gas content is determined.

In the course of the dissertation work, the results of research and production works on the study of the geological structure and the estimation of oil and gas content of the Boltysh Impact Structure were analyzed, which made it possible to estimate the volume of work done and allowed to select the objects of research scientifically and to predict the oil and gas content of the research area by the complex of structural-thermo-atmo-hydrological-geochemical studies (STAHGS).

In recent decades, after the discovery of industrial hydrocarbon deposits in impact structures of Canada, the USA, and Mexico, which are associated with the impactites in the base of the meteorite crater (sub-crater zone) and the fractured basement zone on the annular wall surrounding the crater, interest in them has increased significantly.

Based on the experience of studying and developing of oil and gas bearing impact structures in the world, all astroblems of Ukraine represent a fundamentally new geological object in its gas and oil potential, which needs careful focused study.

To study and diagnose impact structures, it is advisable to use a set of methods: remote sensing (interpretation of satellite imagery), geophysical (gravity prospecting, electric prospecting) and detailed mineralogical and geochemical. However, each of these methods makes it impossible to assess the prospects for the oil and gas potential of these structures. The use of complex technology of related techniques makes it possible to determine the geodynamic activity and fluid permeability of structures, forming the processes of hydrocarbon accumulations, and on this basis to carry out mapping and estimation of potentially hydrocarbons bearing areas in crystalline rocks.

Almost all hydrocarbon exploration structures were oil and gas productive in sediments of the sedimentary cover, and most importantly, the deposits were found in crystalline rocks (Red-Wing-Creek, Chicxulub). An exception is the Siljan Crater, where the wells were staked, in our opinion, without sufficient scientific justification.

The morphology and classification of impact craters has been developed and does not raise any objections, but the entire complex of criteria forming features of hydrocarbons of the sub-crater space has not been studied enough. The ideas about the formation of large (several km in diameter) impact structures were generally based on mathematical calculations, theoretical ideas about impact events. Practical results on the processes occurring during the formation of the impact structure were developed during the experimental atomic explosions. The formation of super-large craters (over 100 km) is still debatable.

Despite the fact that over 200 ring structures (RSs) have been diagnosed as impact, there are still questions about the final diagnosing them as impact ones. Impact and displaced rocks are still not definitely diagnosed. This causes controversy when attributing the structure to the impact one, resulting from the impact of a meteorite. Rocks thrown outside the structure are often subject to destruction, therefore, it is extremely difficult to identify them as oil and gas bearing. The structures themselves are overlaid by sedimentary deposits, and it is impossible to study the structure by direct observations. One of the main features

of diagnosing of a crater as oil and gas bearing one is the availability of research results of the comprehensive interpretation of the set of criteria features provided by the STAHGS technology.

STAHGS is a developed technology that combines various methods (geological-structural, thermometric, emanational, gas-geochemical, hydrological-hydrogeological research, interpretation of remote sensing materials), each of which carries its share of information about the geological structure of the environment. The characteristics of this section include hydrological-hydrogeological and gas formation studies with the main formative criteria of the components of crystalline rocks oil-bearing capacity – carbon CO₂, helium He and hydrogen H₂, which are the genetic features of crystalline rocks and mantle processes forming hydrocarbons. This technique is used as a technology, that is separate stages are consistently carried out, which leads to a specific goal - due to the prospecting shows, the oil and gas potential of the object of study is estimated.

The use of a complex of special indirect studies and direct geochemical signals from the deposit allows us to study the oil and gas content of the Boltsh Impact Structure more meaningfully and to make predictive and exploratory conclusions on this basis.

On the basis of complex hydrological and hydrogeological studies, the complex process of formation of hydrocarbon deposits in impact structures (astroblems) is considered for the first time, where the river basin areas are taken as taxonomic unit of predicted zoning of impact structures and adjacent territories.

An analysis of the world experience of studying impact structures (astroblems) shows that in most cases oil and gas bearing areas are located in the central parts of structures (craters, crater deflections), mostly on the sides of the structure, at the same time such zones are associated with river systems.

Such a scientific and methodological approach to the conditions of formation of hydrocarbon deposits in impact structures allows in the early stages of exploration works to determine the predicted availability of deposits more reasonably.

Boltysh Impact Structure is one of the most studied impact structures of Ukraine (more than 500 wells were drilled in it). However, most of the wells were drilled in order to study shale deposits discovered in the structure and did not open basement rocks or impact sediments. In the most interesting areas for accumulation of free hydrocarbons (central peak, annular wall, sub-crater deposits, annular trough around the central peak) the wells did not open the structure to a sufficient depth. The sub-crater space, annular wall, gravitational destruction of the crater walls have not been deliberately studied.

Most researchers associate the potential of the impact structure with shale deposits. Their assessment as oil shale and energy source has been carried out by various specialized organizations of the former Soviet Union and the Ukrainian SSR. However, shale has not been studied as a source of natural gas. Predicted resources of oil shale are 3795 million tons, total gas resources are 2.9 trillion m³. According to estimates, almost 800 million tons of crude oil can be transformed from the tar of the Boltysh deposit. Thickness of the Boltysh crater shale oil is defined as an industrial deposit of gas, oil shale, which can make significant positive changes in the energy balance of the country.

The hydrogeological conditions of the Boltysh crater are quite complex. There are six aquifers within the shale deposit.

Aquifers are multilevel, and to varying degrees connected with each other and with the fissure waters of the crystalline basement, due to which they are fed at considerable depths. This indicates the presence of pore water, which carries the gas fraction of possible hydrocarbons.

According to the content of the main ions, the groundwater of the impact structure area belong to the hydrocarbonate and sometimes sulfate class of type I, which is typical for groundwater confined to hydrocarbon deposits.

According to the complex analysis of the initial hydrogeochemical material, a section in the northern part of the Boltysh structure is distinguished, which can be considered as potential hydrocarbon deposit: there is a lower content of sulfates

and the value of hydrogen index, increased concentration of ammonium nitrogen and carbon dioxide, increased oxidability values.

The patterns of distribution of hydrogeochemical parameters within the Boltysk structure and adjacent areas are not related to the underground processes, as evidenced by the small values of the metamorphisation coefficient (K_3 is about 2.5).

The position of most of the anomalies of hydrochemical parameters coincides with tectonic disturbances and their intersections.

According to hydrometric studies, fluid-forming sections of river runoff absorption are considered as promising for the search for hydrocarbons. The author proceeds from the scientific and theoretical predictions and international experience in the study and operation of well-known oil and gas fields for their restoration at traditional oil and gas sites.

According to the results of hydrological and hydrogeological studies within the crater and in the zones of development of biological-sedimentary accumulations, three sites are identified that are favorable for the formation of hydrocarbon deposits, which are mapped as absorption zones (methane-forming processes and their producing areas).

Based on the results of STAHS, the Boltysk structure is more complex than that proposed by geological studies.

According to the results of remote sensing, the complex structure of the research site and the Boltysk Impact Structure was determined. 23 multi-directional lineament zones were selected, which are combined into 3 dynamopairs and 2 fragments of RS (internal and external). A significant number of lineament zones indicates a modern and, possibly, neotectonic activity of the territory. They most often coincide with fragments of regional tectonic disturbances.

The fragments of RS, determined by the results of remote sensing, do not coincide with the contour of the Boltysk Impact Structure. The internal RS, located in the center of the Boltysk structure, is framed by hydrocarbon gases undoubtedly has the right to exist as fluid-proof. The second RS (external) is much larger than

the Boltysch crater and is reflected in the fields of distribution of STAHS indicators. Anomalies of emanation gases are distributed along its inner edge and hydrocarbon gas anomalies - along the outer edge. Perhaps this is a manifestation of the external part fractures of the Boltysch Impact Structure.

By the distribution of hydrocarbon gases and emanation indicators, between the RS determined by the results of remote sensing, and the contour of the Boltysch Impact Structure, the fluid-proof and geodynamically passive zone in the southeast, east, and northeast of the impact structure is distinguished according to geological data.

By the distribution of temperature and emanation indicators, the Boltysch site is not displayed as a single integral structure. Only individual elements of its geological structure are recorded and the influence of tectonic disturbances on the redistribution of STAHS indicators is determined. The most influential is the Kirovohrad Deep Fault, which is associated with intense anomalies of radon, throne, carbon dioxide, but the anomalies of these gases are complicated at the intersections of this fault by other disturbances of the external RS.

Gas indicators: helium, hydrogen, hydrocarbon gases are of different origin and diffuse to the surface in different ways. Their distribution is affected by both the diffusion properties of the gases and the filtration properties of the rocks. Hydrogen and helium are considered as gases of deep-seated origin, although hydrogen may be associated with hydrocarbon gases and hydrocarbon gases - with hydrocarbon accumulation zones.

By the distribution, most of the STAHS hydrocarbon indicators are concentrated along the external RS determined by remote sensing and the external contour of the Boltysch structure determined by the results of geological studies. At the same time, the northern and northeastern part of the study area outside the Boltysch structure is manifested differently by the distribution of hydrocarbon gases. The anomalies of hydrogen, methane, ethane, propane, ethylene, propylene and background values of butane, hexane and pentane are concentrated here.

Along the northern part of the Boltys structure, increased values of heavy hydrocarbons are identified: from butanes and higher. Hydrogen, methane, ethane, propane, ethylene, propylene along the northern edge of the Boltys structure are absent, but these gases are fixed by increased values in the internal part of the Boltys structure.

Based on the results of remote sensing and emanation, temperature and gas surveys, it is established that the meteorite impact exceeds the size of the Boltys Impact Structure. This is evidenced by the RS, determined by the results of remote sensing, which is associated with both atmogeochemical and emanational anomalies. The gas anomalies located along this RS indicate the development of fractured zones through which hydrocarbon gases flow.

Between the edge of the Boltys structure and the annular structure, a zone is determined in which anomalous emanation indicators are fixed in the absence of hydrocarbon gases. Most likely it is a zone of compression. A hydrocarbon anomaly is fixed along the edge of the Boltys structure.

The distribution of gas indices is undoubtedly influenced by tectonic disturbances, which complicate the distribution of gas anomalies that take a linearly elongated shape along the disturbances.

The research results outlined in this section allow the author of the dissertation to proceed to solving the main task of the work – to determine the prospecting features of oil and gas content of the Boltys Impact Structure.

The grounds for determining the prospecting features of oil and gas content of impact structures are the results of a system analysis of studies on the oil and gas content of impact structures of the world and the development of hydrocarbon deposits in them (USA, Canada, Mexico) and domestic experience of substantiation of oil and gas potential of astroblems of Ukraine, as well as the results of processing and interpretation of STA HGS data performed within the framework of the Boltys Impact Structure and its margins.

The prospecting features of oil and gas content have been determined for the first time according to the STAHGS complex of Boltysh structure, which is the main result of research on the dissertation topic.

Key words: astrobleme, impact structure, hydrocarbons, zones of high permeability, prospecting shows of oil and gas content of crystalline basement, structural-neotectonic interpretation, atmogeochemical indicators, emanational, gasometric, hydrological and hydrogeological surveys.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Монографії та навчальні посібники:

1. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів : [навч. посіб.] / Багрій І.Д., Карпенко О.М., Гафіч І.П., Маслун Н.В., Аксьом С.Д., **Семенюк В.Г.**, Дубосарський В.Р., Науменко У.З., Наседкін Є.І., Грига М.Ю., Мамишев І.Є., Малишев О.М., Глонь В.А., Гордєєва Ю.К., Стародубець К.М., Куліш А.П., Карпенко І.О., Подоба В.Ю. – Київ : ІГН НАН України, 2016. – 309 с. (*Особистий внесок – обробка та інтерпретація результатів досліджень, побудова картографічних матеріалів, аналіз співвідношення атмогеохімічних і температурних показників*).

2. Спеціальні методи в геології : [навч. посіб.] / І.Д. Багрій, В.І Альохін, В.Р. Дубосарський, В.І. Почтаренко, **В.Г. Семенюк**, І.П. Гафіч, І.С. Лактіонов. – Покровськ : ДВНЗ «ДОНТУ», 2017. – 215 с. (*Особистий внесок – побудова картографічних матеріалів, аналіз співвідношення атмогеохімічних і температурних показників, виявлення їх закономірностей*).

3. Нафтогазоносність імпактних структур України. / Багрій І.Д., Гожик П.Ф., Рудько Г.І., Фірман М.А., Клюк Б.О., Голуб П.С., Солодкий В.М., Євдошук М.І., Мачужак М.І., **Семенюк В.Г.**, Кашуба Г.О., Окрепкий І.Р., Гафіч І.П., Ліхван В.М., Максимчук П.Я., Коваль А.М., Войцицький З.Я., Федченко А.В., Почтаренко В.І., Маляр В.О., Дубосарський В.Р., Аксьом С.Д., Янцевич О.О., Гришаненко В.П., Довбиш Н.С., Мамишев І.Є., Глонь В.А., Стародубець К.М., Малишев О.М. – Київ-Чернівці : Букрек, 2018. – 504 с. – ISBN 978-966-399-998-2. (*Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД на Бовтиській, Ротмистрівській та Зеленогайській імпактних структурах*).

Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

4. Геолого-структурно-геохімічні особливості формування родовищ горючих сланців та вуглеводневих покладів Бовтиської імпактної структури / І.Д. Багрій, В.І. Почтаренко, В.Р. Дубосарський, О.О. Янцевич, **В.Г. Семенюк**, М.В. Грига, О.М. Малишев, І.П. Гафіч // Геол. журн. – 2016. – № 2 (355). – С. 17-42. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД на Бовтиській імпактній структурі).*

5. **Семенюк В.Г.** Впровадження приповерхневих методів досліджень на Ротмистрівській імпактній структурі з метою вивчення її геолого-геохімічних особливостей // Геол. журн. – 2016. – № 3 (356). - С. 43-54.

6. **Семенюк В.Г.** Впровадження приповерхневих методів досліджень з метою вивчення геолого-геохімічних особливостей Зеленогайської площі і однойменної імпактної структури // Геол. журн. – 2016. – № 4. - С. 65-76.

7. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії / Глонь В.А., Гордеева Ю.К., Стародубець К.М., **Семенюк В.Г.** // Геол. журн. – 2017. – № 2 (363). – С. 14-22. *(Особистий внесок – проаналізовано геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень).*

8. Bagriy I.D., Starodubets K.M., Gordeeva Y.K., **Semeniuk V.G.**, 2017. Hydrogeosynergetic biogenic-mantle hypothesis of hydrocarbon origin and its involvement into direct prospecting technology justification. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology. № 3 (78). P. 71-81. *(Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, зроблені картографічні побудови).*

9. Bagriy I.D., Gozhik P.F., Repkin A.A., Kuzmenko S.A., Loktiev A.A., **Semeniuk V.G.**, Rationale of search technology on hydrogen and geodynamic

phenomena (oil and gas regions, mine fields). Геол. журн. – 2019. – № 2 (367). – С. 18-28. *(Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, зроблені картографічні побудови).*

Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір

10. Багрій І.Д., Дубосарський В.Р., Семенюк В.Г. Обґрунтування перспективних площ на видобуток вуглеводневих газів вугільних басейнів та прогноз проявів газодинамічних явищ у межах гірничих відводів вугільних шахт / І.Д. Багрій, В.Р. Дубосарський, В.Г. Семенюк // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 70154. – Київ : Держ. департамент інтел. власності України. – 30.01.2017. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень вугільних басейнів).*

Тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

11. Prediction of promising areas for coal bed methane production by the structural-thermal-atmogeochemical research methodology (STAGR) [електрон. ресурс] / V.R. Dubosarskiy, **V.G. Semeniuk**, O.O. Yantsevych, V.A. Glon // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org> – м. Київ, 10-13 травня 2016. *(Особистий внесок – характеристика аномальних полів концентрацій атмогеохімічних і температурних показників у межах структур).*

12. Geochemical data analysis and prediction of hydrocarbon accumulation in the territory of Rotmistrovka impact structure [електрон. ресурс] / М.У. Gryga, І.Д. Bagriy, К.М. Starodubets, **V.G. Semeniuk** // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org> – м. Київ, 10-13 травня 2016. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних*

досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД на Ротмистрівській імпактній структурі).

13. Применение методики структурно-термо-атмогидрогеохимических исследований (СТАГИ) с целью поисков залежей углеводородов, шахтного метана, подземных вод, оценки экологического состояния окружающей среды / И.Д. Багрий, В.Р. Дубосарский, В.П. Жаловский, В.Н. Солодкий, В.Н. Марюхно, Л.Ф. Гафич, **В.Г. Семенюк** // PROCEEDINGS of the V international scientific and technical conference. Геология и углеводородный потенциал Балкано-Черноморского региона. – Varna, Bulgaria, 18-22 septembr 2017. – с. 134-138. *(Особистий внесок – характеристика аномальних полів концентрацій атмогеохімічних, гідролого-геохімічних і температурних показників у межах структур).*

ЗМІСТ

ВСТУП	25
РОЗДІЛ 1 ПРОБЛЕМИ ВИВЧЕННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР	31
Висновки до розділу 1	37
Список використаних джерел до розділу 1	38
РОЗДІЛ 2 УТВОРЕННЯ, БУДОВА, ФОРМУВАННЯ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР І КОРИСНІ КОПАЛИНИ, ПОВ'ЯЗАНІ З НИМИ	41
2.1 Утворення імпактних структур і стадії їх формування	41
2.2 Морфологія і класифікація метеоритних кратерів	46
2.3 Породи, що оточують, заповнюють і перекривають кратер	47
2.4 Корисні копалини	49
2.4.1 Нафта і газ в імпактних кратерах	51
2.4.2 Нафтогазовий потенціал астроблем України	57
Висновки до розділу 2	58
Список використаних джерел до розділу 2	59
РОЗДІЛ 3 ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР	62
Висновки до розділу 3	67
Список використаних джерел до розділу 3	69
РОЗДІЛ 4 ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ	70
4.1 Геолого-геофізична вивченість	71
4.2 Геолого-структурні особливості	83
4.3 Гідролого-гідрогелогічні умови	102
Висновки до розділу 4	115
Список використаних джерел до розділу 4	118

РОЗДІЛ 5 МЕТОДИКО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ ЗАСАДИ КАРТУВАЛЬНИХ ОЗНАК НАФТОГАЗОНОСНОСТІ БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ	123
5.1 Методика оцінки нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури з використанням комплексу структурно-термо-атмо- гідролого-геохімічних методів	123
5.2 Аналіз результатів комплексних досліджень	134
Висновки до розділу 5	160
Список використаних джерел до розділу 5	163
РОЗДІЛ 6 ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВІ КРИТЕРІЇ ТА ФОРМУЮЧІ ОЗНАКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРИСТАЛІЧНИХ ПОРІД БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ	166
Висновки до розділу 6	179
Список використаних джерел до розділу 6	180
ВИСНОВКИ	182
ДОДАТКИ	184
Додаток 1 Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації	185
Додаток 2 Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір ...	190

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

ВВ	– вуглеводні
ДДз	– Дніпровсько-Донецька западина
ГРР	– геологорозвідувальні роботи
ІГН НАН України	– Інститут геологічних наук Національної академії наук України
КС	– кільцеві структури
КФ	– кристалічний фундамент
ЛЗ	– лінеаментні зони
МКЗ	– матеріали космічних зйомок
ПС	– пункти спостереження
С1-С6	– скорочений запис вуглеводневих газів, де С – атом вуглецю, 1-6 – кількість атомів вуглецю в молекулі (С1 – метан, С2 – етан, С3 – пропан, С4 – бутани, С5 – пентани, С6 – гексан)
іС4, іС5	– скорочений запис ізомерів вуглеводнів (ізобутан, ізопентан)
пС2, пС3	– скорочений запис ненасичених вуглеводнів (етилен, пропілен)
СТАГД	– структурно-термо-атмогеохімічні дослідження
СТАГГД	– структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічні дослідження
св.	– свердловина
СФЗ	– структурно-формаційна зона
СФП	– структурно-формаційна підзона
УЩ	– Український щит

ВСТУП

Актуальність роботи. Стан сировинної бази нафтової та газової промисловості в старих або старіючих нафтогазовидобувних районах, областях і провінціях, що володіють добре розвинутою соціально-економічною інфраструктурою, але характеризуються багаторічним стабільним падінням нафто- і газовидобутку внаслідок виснаження залучених у промислову розробку запасів нафти й газу, можуть позитивно і радикально змінити лише нові прогресивні наукові розробки та на їх основі впроваджені пошуково-розвідувальні роботи на нетрадиційних напрямках або принципово нових геологічних об'єктах. Розв'язати таку проблему за допомогою концентрації сил і засобів на інтенсивно-прискореному освоєнні традиційних нафтогазоносних об'єктів, на жаль, не можна. Розвідані на Україні запаси нафти і газу в великих родовищах давно виснажені, а розробка дрібних нафтових і газових родовищ не компенсує падіння нафто- і газовидобутку з великих родовищ. Перспективні, але не підтвержені бурінням традиційні об'єкти на нафту і газ перебувають переважно на глибинах 5-7 км і загалом мають невеликі розміри. Однак, геологічно обґрунтованими, технічно доступними і економічно рентабельними можуть бути нетрадиційні об'єкти, такі як імпактні структури або астроблеми.

У процесі метеоритного бомбардування Землі в земній корі виникають унікальні структури – великі і гігантські геологічні тіла інтенсивно-екстенсивної тріщинуватості і брекчирування гірських порід, які зазнали впливу метеоритного удару або супутніх йому явищ і подій. Такі структури можуть бути сприятливими для міграції та акумуляції в них нафти чи газу.

Прогноз та виявлення збагачених ВВ зон – одна з найбільш складних і важливих задач сучасності при вирішенні проблеми пошуків родовищ нафти і газу, особливо нетрадиційних ВВ астроблем та кристалічного фундаменту (КФ). Одержання необхідної інформації може бути досягнуто при впровадженні у пошуковий процес комплексування новітніх, експресних,

маловитратних методів досліджень, до яких входить геолого-структурні, гідролого-гідрогелогічні дослідження, дешифрування матеріалів космічних зйомок (МКЗ), температурна, еманційна і газова зйомки, включаючи критеріальні ознаки нафтогазоносності кристалічних порід He, CO₂, а, головне, складову як легких, так і важких ВВ – водень (H₂).

Впровадження в практику пошуково-розвідувальних робіт запропонованої експресної технології поверхневих СТАГГД дозволило відкрити нові напрямки у оперативних пошуках та оцінках перспектив нафтогазоносності імпактних структур, що, в свою чергу, призведе до подальшого нарощування мінерально-сировинної бази ВВ держави.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота виконана в Інституті геологічних наук Національної академії наук України (ІГН НАН України) при науково-тематичних дослідженнях з обґрунтування ділянок, перспективних на видобуток вуглеводневих газів і нафти.

Робота є подальшою розробкою наукової проблеми обґрунтування прогнозних ділянок для пошуку і видобутку газу і нафти методами, що використовуються за технологією СТАГГД, початок яких закладено в працях І.Д. Багрія та ін.

У процесі досліджень виконана переінтерпретація та впровадження матеріалів науково-дослідних робіт за темами: «Польові газогеохімічні дослідження масштабу 1:200 000 у межах Оболонської площі», 2011 р., а також «Наукове обґрунтування нафтогазоносності імпактних структур України комплексом приповерхневих структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД)» (держ. реєстр. № 0114U001523; 2014-2018 рр.).

Мета і завдання досліджень – обґрунтування закономірностей формування покладів ВВ та прогноз перспективних площ за методикою СТАГГД у межах Бовтиської структури на основі визначення прогнозно-пошукових ознак.

Досягнення поставленої мети здійснено через рішення завдань:

1. Аналіз літературних та фондових матеріалів, а також світового і вітчизняного досвіду з пошуку і видобутку ВВ у межах імпактних структур.
2. Аналіз геолого-геофізичних даних, матеріалів СТАГГД для уточнення геологічної будови та умов формування вуглеводневих покладів у Бовтиській імпактній структурі.
3. Науково-методичне обґрунтування критеріїв перспективності імпактних структур на поклади ВВ.
4. Виділення за комплексом критеріїв ділянок, перспективних на виявлення покладів ВВ у межах Бовтиської імпактної структури
5. Обґрунтування пріоритетних напрямків та об'єктів геологорозвідувальних робіт (ГРР) на території Бовтиської структури.

Об'єкт досліджень – умови формування покладів ВВ в підкратерному кристалічному фундаменті імпактної структури.

Предмет досліджень – структурно-геологічна будова та нафтогазоносність Бовтиської імпактної структури.

Методи досліджень. Науково-теоретичною основою досліджень є опубліковані роботи вітчизняних і зарубіжних вчених про будову імпактних структур, пошук та розвідку газу і нафти в межах цих нетрадиційних об'єктів. Робота базується на результатах ГРР та наукових дослідженнях і розробках вчених ІГН НАН України процесів та умов формування нетрадиційних вуглеводневих покладів в імпактних структурах.

У роботі використані наступні методи досліджень:

- геолого-структурні дослідження;
- дешифрування матеріалів дистанційних досліджень;
- польові геотермічні, еманційні і газо-геохімічні спостереження;
- гідролого-гідрогеологічні спостереження;

- лабораторно-аналітичні роботи: статистична обробка даних з використанням кореляційного і факторного аналізу;
- інтерпретація та картографування отриманих результатів за допомогою 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.

1. Вперше виконано аналіз розподілу приповерхневих термометричних, еманційних і атмогеохімічних показників над Бовтиською імпактною структурою.

2. Вперше визначено обґрунтованість виділення ділянок, перспективних на пошук покладів ВВ в імпактних структурах складної будови за комплексом СТАГГД.

3. Вперше за геолого-геохімічними критеріями приповерхневих досліджень виконано прогноз ділянок, перспективних на видобуток ВВ, що формуються в імпактних структурах.

4. Обґрунтовано умови використання методики і способи визначення перспективних площ на поклади ВВ в імпактних структурах за допомогою комплексу СТАГГД.

Практичне значення одержаних результатів. Визначені прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності імпактних структур при проведенні приповерхневих робіт за методикою СТАГГД можуть використовуватись при прогнозуванні ділянок, перспективних на видобуток вуглеводневих газів і нафти та проведенні ГРР.

Користувачами результатів, отриманих при застосуванні приповерхневих методів за методикою СТАГГД, є науковці в

нафтогазовидобувній галузі, а також підприємства, які проводять пошук і видобуток ВВ.

Особистий внесок здобувача. В основу дисертаційної роботи покладені матеріали досліджень відділу геоекології та пошукових досліджень ІГН НАН України, що виконувались у межах Бовтиської, Оболонської, Ротмистрівської, Зеленогайської структур Українського кристалічного щита упродовж 2005-2017 рр. Здобувачем особисто проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД, побудовано 55 карт розподілів показників, 12 схем розміщення перспективних ділянок.

Фактичний матеріал. В основу роботи покладений багаторічний науковий матеріал вчених ІГН НАН України, а також матеріали експедиційних досліджень, виконаних за методикою СТАГГД у межах імпактних структур. Здобувач приймав безпосередню участь у розробці критеріальних показників нафтогазоносності астроблем, а також в інтерпретації результатів науково-дослідних робіт. Використані матеріали різномасштабних геологічних, геофізичних, геохімічних, дистанційних досліджень Землі та інших видів досліджень.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації доповідались і обговорювались на засіданнях Вченої ради ІГН НАН України при захистах звітів про виконання бюджетної та госпдоговірної тематик, на наукових конференціях і нарадах: 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016.

Публікації. Основні результати дисертаційних досліджень опубліковані в 12 роботах, з яких: одна колективна монографія, 2 навчальних

посібника у співавторстві, 5 публікацій у фахових виданнях України (2 з них – особисті), 6 публікацій, що входять до переліку наукометричних баз, 3 матеріали та тези міжнародних і вітчизняних наукових конференцій та Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір.

Структура і обсяг роботи. Дисертація складається зі вступу, основної частини (6 розділів), висновків, списку використаних джерел.

Загальний обсяг дисертації – 192 сторінки. Обсяг основної частини становить 156 сторінок, на яких міститься 69 малюнків та 6 таблиць. Список використаних джерел складається з 138 найменувань. Дисертація має 2 текстових додатки.

Роботу виконано у відділі геоекології та пошукових досліджень ІГН 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 щиро вдячність за професійні поради та практичну допомогу під час виконання робіт співробітникам ІГН НАН України: завідувачу відділу геології вугільних родовищ, доктору геологічних наук, професору М.І. Євдошуку, старшим науковим співробітникам В.І. Почтаренку, О.О. Янцевичу, В.Р. Дубосарському, Т.М. Сокур.

Автор щиро вдячний за багаторічне співробітництво колегам – геологам, гідрогеологам, геофізикам наукових і виробничих організацій, з якими він працював упродовж написання дисертації, а також усім тим, хто наданням фактичних матеріалів, своїми порадами і критичними зауваженням сприяв виконанню цієї праці. Велику подяку автор висловлює працівникам відділу С.Д. Аксьому, Д.В. Земському, І.Є. Мамишеву, Ю.П. Дем'янчуку, Н.С. Довбиш.

РОЗДІЛ 1

ПРОБЛЕМИ ВИВЧЕННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР

Цілеспрямовані пошуки і вивчення імпактних структур розпочалося з другої половини ХХ ст., коли геологи почали широко застосовувати аерофотозйомку. З'ясувалось, що на поверхні Землі дешифрується велика кількість округлих структур нез'ясованого походження і незвичайної будови. Детальне вивчення показало, що деякі структури мають сліди ударів космічних тіл і виникли внаслідок зіткнення космічного тіла з поверхнею Землі. Тіло космічного походження, яке впало на поверхню крупного небесного об'єкта, називають метеоритом, а структуру (поглиблення), яка утворилась внаслідок удару метеорита – метеоритним кратером, ударним кратером, імпактною (від англійського impact – «зіткнення») структурою.

Метеоритні кратери у вузькому значенні слова є невеликими (1-2 км), добре збереженими структурами, які ще не втратили геоморфологічного виразу, з уламками метеорита-ударника. При розмірі ударного кратера понад 2 км у діаметрі його називають астроблемою (термін запропонований у 1960 р. Робертом Діцем (Ditz) і в перекладі з грецької означає «зоряна рана»). Термін використовується для позначення геологічних структур, що, можливо, втратили чітку виразність у рельєфі, але зберегли інші геологічні ознаки падіння великого небесного тіла – свідчення вибуху чи удару. Роберт Діц обмежував застосування цього терміну допліоценовими структурами, в значній мірі перетвореними наступними ерозійними процесами. В сучасній літературі термін «астроблема», «метеоритний кратер», «імпактний кратер» використовують як синоніми, так вони використовуються і в цій праці.

Вивченням будови імпактних структур займалась велика кількість як вітчизняних вчених і дослідників (А.А. Вальтер, В.А. Рябенко, Є.П. Гуков, Є.П. Гуков П.Ф. Гожик, В.П. Клочко, В.А. Голубєв, С.Ф. Радченко, В.А. Михайлов, В.А. Гальченко), так і зарубіжних (В.Л. Масайтіс,

А.В. Міхєєва, Б.С. Зейлік, І.І. Амелін, А.А. Дабіжу, І.А. Нечаєва, В.В. Фединський, В.І. Фельдман, Г.Д. Мелош, Richard A.F. Grieve, Richard R. Donorio та ін.). Дослідниками вивчалась будова імпактних структур (Г.Д. Мелош [1], Є.П. Гуров 1991, 2006, 2010 [2-4], А.А. Вальтер, В.А. Рябенко [5]), час їх утворення, кількість метеоритних бомбардувань (І.І. Амелін, 2013 [6], В.Л. Ільченко, 2015 [7], Є.Л. Рускол, 1975 [8]), їх вплив на тектонічну еволюцію при формуванні Землі (М.З. Глуховський, М.І. Кузьмін, 2015 [9, 10], В.Л. Масайтіс, 1973, 1980 [11, 12,] А.А. Баренбаум, 2013 [13], А.В. Беляшов, 1998 [14]).

Наслідком впливу метеоритних бомбардувань на Землю є:

- порушення монолітності земної кори і утворення підвищеної тріщинуватості;
- виникнення теплових аномалій;
- поява неглибоких осередків плавлення і заповнення западин продуктами ініційованого вулканізму;
- перерозподіл і перемішування речовини кори і мантії (в тому випадку, якщо остання на ранніх етапах розвитку Землі залягала неглибоко) і поява своєрідних змішаних порід типу місячного реголіту.

За переліком імпактних структур, приведеним на сайті, Інституту обчислювальної математики і математичної геофізики Сибірського відділення Російської Академії наук ІОМіМГ СВ РАН А.В. Міхєєвою (<http://labmpg.sscc.ru/impact/index.html>) (2017 р.) на Землі визначено 3020 кільцевих і подібних до них структур (рис. 1.1). З них 253 структури визначені як достовірні імпактні, а їх діаметр коливається від 0,002 (Цзілінь, Китай) до 180 (Чиксулуб, Мексика, Юкатан) і навіть 350-700 км (Ішимський (Тенгизський, Тенгиз, Казахстан). Інші структури в цій базі мають статус ймовірних (263), невстановлених (458), можливих (2027), а 19 з них – спростовано як імпактні. Існування в базі ймовірних, невстановлених і можливих структур вказує, що й досі важко остаточно визначити причини виникнення кільцевих структур (КС) (див. рис. 1.1).

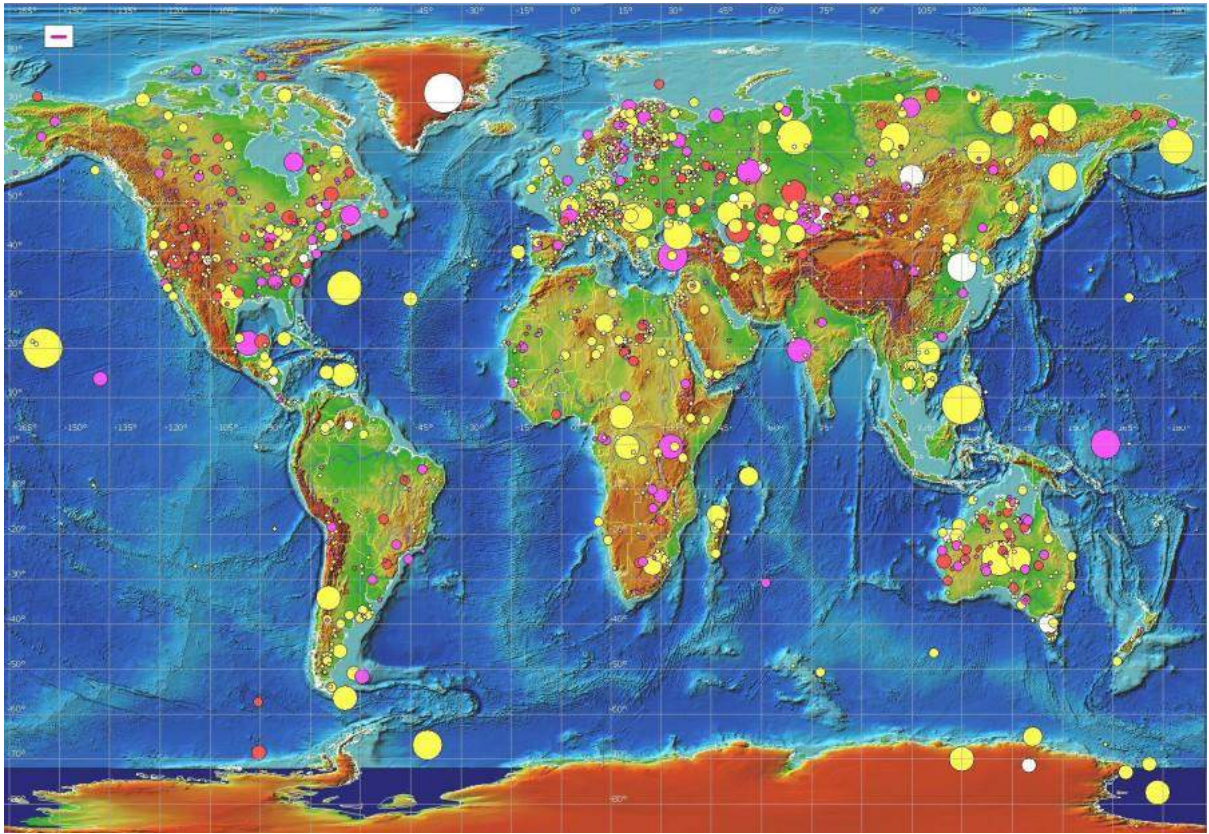


Рис. 1.1. Імпактні кратери Землі, за даними РАН (рисунок із сайту <http://earth-chronicles.ru/news/2012-10-13-32490>)

До сьогодні проявів більшості імпактних кратерів на денній поверхні не зберіглось (30% відкритої поверхні Землі має вік близько 200 млн років, а інша територія молодше) і тому для дослідження доступна незначна частина астроблем, які утворились за останні 2 млрд років. Найкраще діагностуються кратери, які розташовані в межах найбільш стабільних регіонів – докембрійських щитів, древніх платформ, де вони виходять на денну поверхню або перекриті осадовими відкладами незначної потужності. В осадових басейнах давні кратери перекриті потужними осадовими відкладами і тому нечітко діагностуються навіть при великих розмірах. Близько 70% площі Землі покрито водою, і визначення імпактних кратерів на дні морів і океанів потребує спеціальних досліджень. До кінця XX ст. на дні морів діагностовано тільки три достовірні імпактні структури [2].

Розвиток уявлень про утворення астроблем як КС Землі за рахунок метеоритного бомбардування деякими вченими розглядається скептично. Поряд з розвитком методик діагностування вибухових структур як імпактних, існують роботи (О.Б. Гинтов и др., 1975), які заперечують космічне утворення окремих структур. Головними аргументами прихильників ендегенного походження КС є:

- а) відсутність аналогів таких катастрофічних явищ в історичному часі;
- б) положення структур збігається з зонами тектонічної активності;
- в) незвичайний склад ефузивних порід пояснюється особливим типом вулканізму;
- г) збіг сучасних КС з існуючими КС вулканогенного походження.

Інтерес до імпактних структур, які виникли внаслідок метеоритних бомбардувань, має не тільки науковий, а й прикладний характер. З імпактними структурами пов'язані поклади заліза, урана, золота, імпактних алмазів, сульфідні родовища міді, нікелю, з гідротермальним перетворенням брекчій і імпактитів – родовища цинку, агату, цеоліту, з хімічною і біохімічною седиментацією в кратерних озерах – поклади горючих сланців, фосфоритів, а внаслідок фільтрації і при наявності пасток – поклади нафти, газу, води. В Україні особливу увагу приділяли пошуку алмазів (А.А. Вальтер, В.А. Рябенко, Є.П. Гуров, В.А. Голубєв, С.Ф. Радченко), можливості використання родовищ горючих сланців (Є.П. Гринь, В.А. Михайлов), перспективам нафтогазоносності (В.О. Краюшкін [15], В.А. Михайлов [16], В.П. Клочко, Є.П. Гуров, І.Д. Багрій [17], В.Г. Семенюк [18,19]) (рис. 1.2, 1.3).

В Україні станом на 2017 р. роботами українських дослідників визначено сім астроблем, з яких шість (Бовтиська, Західна (Білилівська), Зеленогайська, Іллінецька, Ротмистрівська, Тернівська) встановлені на Українському щиті (УЩ), а одна (Оболонська) – на його південно-східному схилі (південний борт Дніпровсько-Донецької западини (ДДз)) (рис. 1.4) [20, 21].

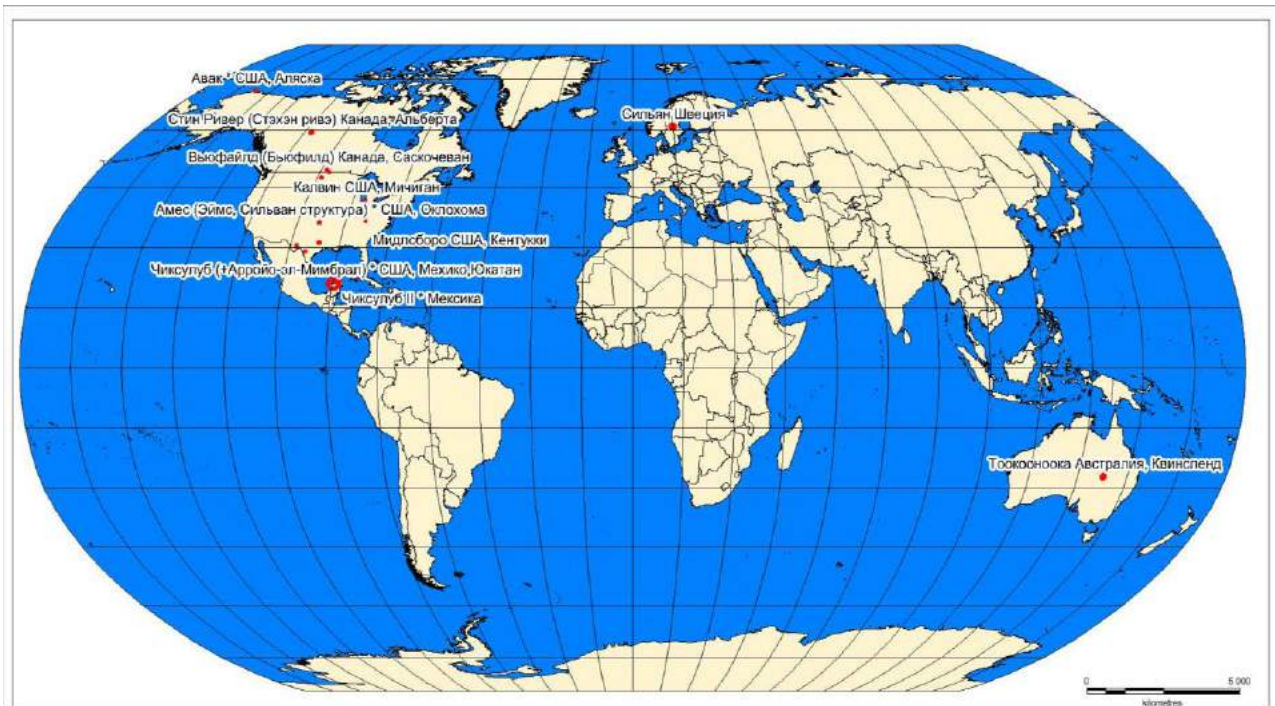


Рис. 1.2. Нафтогазоносні імпактні кратери Землі



Рис. 1.3. Нафтогазоносні імпактні кратери Північної Америки

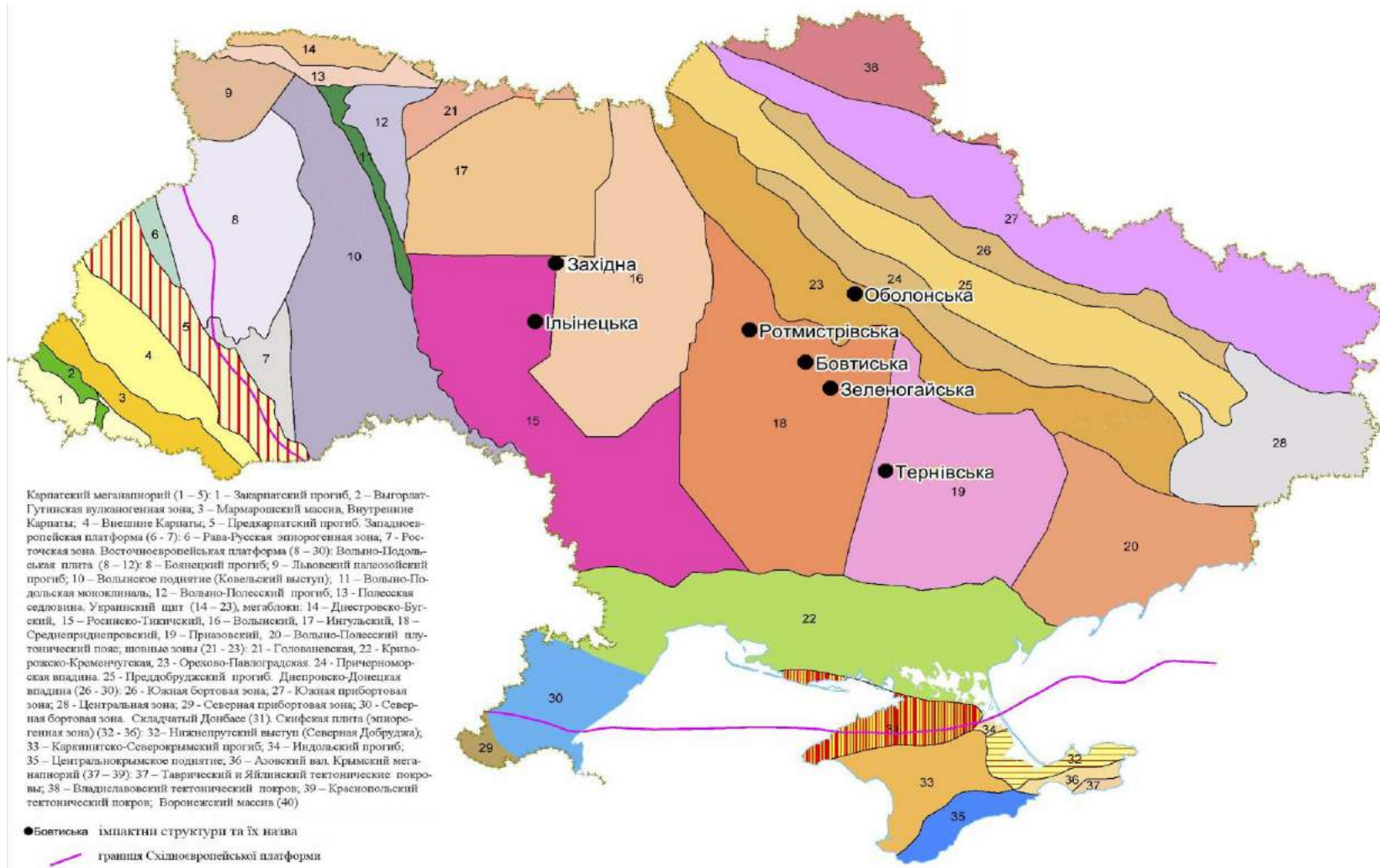


Рис. 1.4. Схема розташування відомих імпактних структур у межах території України (на основі Схеми тектонічного районування України, Круглов С.С., 2007 р.). Масштаб 1:6 000 000

Висновки до розділу 1

В останні десятиріччя після відкриття в імпактних структурах Канади, США, Мексики промислових покладів ВВ, які пов'язують з імпактитами у цоколі метеоритного кратера (підкратерній зоні) та роздробленій зоні фундаменту на кільцевому валу, що оконтурює кратер, інтерес до них значно зріс.

Виходячи з досвіду вивчення та розробки нафтогазоносних імпактних структур у світі, всі астроблеми України, являють собою принципово новий за своїм газонафтовим потенціалом геологічний об'єкт, який потребує ретельного цілеспрямованого вивчення.

Для вивчення і діагностики імпактних структур доцільним є використання комплексу методів: дистанційні дослідження (аеро-космодешифрування), геофізичні (гравірознавдя, електророзвідка) та детальні мінералогічні і геохімічні (І. Багрій [20, 21], Масайтіс [22]). Однак, кожний окремий з цих методів не дає змогу оцінити перспективи щодо нафтогазоносності цих структур. Використовування комплексної технології споріднених методик, що запропоновані в дисертаційній роботі, дають можливість визначення геодинамічної активності і флюїдопроникності структур, формуючи процеси вуглеводневих скупчень та на цій основі проводити картування і прогнозування ділянок, перспективних на пошуки ВВ у кристалічних породах.

Та головним висновком та положенням, що розглядалися в дисертаційній роботі, можливо вважати те, що майже всі структури, де проводились пошуки на ВВ, нафтогазопродуктивні у відкладах осадового чохла, а, головне, виявлені поклади в кристалічних породах (структури Ред-Уінг-Крік, Чіксулуб). Виключення складає Сільянський кратер, де свердловини (св.) закладались, на нашу думку, без достатнього наукового обґрунтування.

Список використаних джерел до розділу 1

1. Мелош Г. Образование ударных кратеров: геологический процесс; [пер. англ.]. Москва: Мир, 1994. 336 с.
2. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли.– Киев: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. 218 с.
3. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Геологическое строение и вещественный состав пород импактных структур. Киев: Наук. думка, 1991. 160 с.
4. Ударні та післяударні процеси при метеоритному кратероутворенні: звіт про НДР (заключний) / кер. Гуров Є.П., вик. Черненко Ю.О. [та ін.]; НАН України, Ін-т геол. наук. Київ, 2010.
5. Вальтер А.А., Рябенко В.А. Взрывные кратеры Украинского щита. Киев: Наук. думка, 1977. 156 с.
6. Хмелин И.И., Гусяков В.К., Ляпидевская З.А. Методика оценки частоты импактных событий. *Проблемы информатики*. 2013. № 4. С. 21-35.
7. Ильченко В.Л. Роль метеоритных бомбардировок в развитии потенциала земной поверхности с первичным обогащением пород рудными элементами: *Труды XII Всероссийской Ферсмановской научной сессии, посвященной 80-летию со дня рождения академика РАН Ф.П. Митрофанова*, 6-7 апр. 2015 г. Апатиты: Изд-во К&М, 2015. 396 с.
8. Рускол Е.Л. Происхождение Луны. Москва: Наука, 1975. 188 с.
9. Глуховский М.З., Кузьмин М.И. Внеземные факторы и их роль в тектонической эволюции Земли в раннем докембрии. *Геология и геофизика*. 2015. Т. 56. № 7. С. 1225-1249.
10. Глуховский М.З., Кузьмин М.И. Внеземные факторы и их роль в тектонической эволюции Земли: *Труды XII Всероссийской Ферсмановской научной сессии, посвященной 80-летию со дня рождения академика РАН Ф.П. Митрофанова*, 6-7 апр. 2015 г. Апатиты: Изд-во К&М, 2015. 396 с.

11. Масайтис В.Л. Геологические последствия падений кратерообразующих метеоритов. Ленинград: Недра, 1973. 18 с.
12. Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Машак М.С. Геология астроблем. Ленинград: Недра, 1980. 231 с.
13. Баренбаум А.А. Возможный механизм нагрева пород литосферы галактическими кометами. *Уральский геол. журн.* 2013. № 1 (91). С. 21-39.
14. Беляшов А.В. Тектоника кумулятивных структур. *Литосфера.* 1998. № 9. С. 87-97.
15. Краюшкин В.А., Вакарчук Г.И., Гальченко В.А., Ключко В.П. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины. Киев: Ин-т геол. наук АН Украины, 1994. 62 с. (Препр. / АН Украины, Ин-т геол. наук; 1993-4).
16. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. [У 8кн.] Кн.7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита. Київ: Ніка-Центр, 2013. 368 с.
17. Багрій І.Д., Почтаренко В.І., Дудосарський В.Р., Янцевич О.О. Геолого-структурно-геохімічні особливості формування родовищ горючих сланців та вуглеводневих покладів Бовтиської імпактної структури. *Геол. журн.* 2016. № 2 (355). С. 17-42.
18. Семенюк В.Г. Впровадження приповерхневих методів досліджень на Ротмістрівській імпактній структурі з метою вивчення її геолого-геохімічних особливостей. *Геол. журн.* 2016. №3 (356). С. 43-54.
19. Семенюк В.Г. Впровадження приповерхневих методів досліджень з метою вивчення геолого-геохімічних особливостей Зеленогайської площі і одноіменної імпактної структури. *Геол. журн.* 2016. № 4. С. 65-76.
20. Багрій І.Д., Дубосарський В.Р., Семенюк В.Г. Обґрунтування перспективних площ на видобуток вуглеводневих газів вугільних

басейнів та прогноз проявів газодинамічних явищ у межах гірничих відводів вугільних шахт. *Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 70154*. Київ: Держ. департамент інтел. власності України. 30.01.2017.

21. Спеціальні методи в геології: [навч. посіб.]. І.Д. Багрій, В.І Альохін, В.Р. Дубосарський, В.І. Почтаренко, В.Г. Семенюк, І.П. Гафіч, І.С. Лактіонов. Покровськ: ДВНЗ «ДОНТУ», 2017. 215 с.
22. Масайтис В.Л. О геологическом картографировании импактных структур. *VIII Всероссийский съезд геологов. Региональная геология и металлогения*. 2016. № 67. С. 61-69.

РОЗДІЛ 2

УТВОРЕННЯ, БУДОВА, ФОРМУВАННЯ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР І КОРИСНІ КОПАЛИНИ, ПОВ'ЯЗАНІ З НИМИ

В останні десятиріччя у світі значно зріс інтерес до імпактних структур як потенційно перспективних для відкриття в них промислових покладів корисних копалин, в тому числі покладів ВВ.

З четвертою частиною відомих імпактних кратерів пов'язані родовища корисних копалин (мінеральні руди, ВВ, вода, будівельні матеріали та ін.). Виявлення самих імпактних структур ускладнене випадковістю подій, проявами екзогенних ерозійних процесів, несистематизованими пошуками. Більшість кратерів поховано під осадовими відкладами, значна частина території Землі покрита водою, що ускладнює пошук кратерів.

Прогнозування перспективних площ на видобуток ВВ у таких незвичайних об'єктах, як імпактні структури, потребує знань про їх утворення, будову, розвиток і руйнацію. Необхідно знати, як і чим заповнюється кратер після утворення. Вивчення відомих родовищ ВВ, пов'язаних з цими структурами, дозволяє визначити, з якою морфологічною частиною кратера пов'язані самі поклади.

2.1 Утворення імпактних структур і стадії їх формування

Утворення метеоритних кратерів – процес миттєвий і, на відміну від тривалих геологічних процесів, його легко змоделювати. Окремим питанням є процес високошвидкісного ударного явища, який виникає при ударі метеорита по мішені з розповсюдженням ударної хвилі, що і призводить до зміни стану порід (подрібнення, руйнація, перетворення).

Зіткнення космічних тіл із поверхнею планет відбувається на величезних швидкостях. Метеорити, які наздоганяють Землю, входять у її атмосферу на швидкості не менше 11 км/с, а ті що рухаються назустріч – 60-

75 км/с. Середні швидкості зіткнення з поверхнею Землі для сучасних астероїдів оцінені в 18 км/с (коливаються від 15 до 70 км/с). При відносно малих швидкостях зіткнення метеоритів (3-5 км/с) виникають невеликі за розміром ударні кратери з можливим залишком метеоритної речовини. При великих швидкостях зіткнення відбувається вибух. Вибух, як ефект зіткнення, виникає внаслідок миттєвого випаровування як самої метеоритної речовини, так і гірничих порід, з якими зіткнулось космічне тіло. Якщо маса космічного тіла 10^8 г (100 т), то за розрахунками пролітаючи через атмосферу Землі воно зберігає свою міжпланетну кінетичну енергію і, якщо не руйнується у повітрі, може достатися поверхні Землі [1]. Якщо зіткнення трапиться на швидкості 10 км/с, то енергія, що вивільняється, складає 12 ккал/г, а для швидкості 40 км/с - 192 ккал/г [2]. Експериментальні вибухи найбільш точно імітують цей процес. Такі експериментальні вибухи проводили в лабораторіях США, бувшого СРСР та інших країнах. Це дало можливість прослідкувати всі стадії процесу утворення кратера.

При зіткненні з Землею метеорит гальмується практично миттєво і за час $n \cdot 10^{-9}$ с (перші мільярдні частки секунди) тиск досягає максимальної величини, при цьому на одиницю маси метеорита вивільняється колосальна кількість енергії, яка в багато разів перевищує енергію сучасних відомих вибухових речовин. Енергія, що виділяється, по щільності перевищує енергію кристалічних решіток метеоритних тіл (близько 2 ккал/г для заліза), перетворюючи речовину метеорита в стан сильно стисненого газу [2]. До повного руйнування метеорит встигає заглибитися на величину кількох своїх діаметрів, при цьому гальмується і розігрівається до високих температур, при яких він сам і породи навколо нього розплавлюються і випаровуються. Відбувається вибух. Відносна глибина проникнення метеорита зменшується з ростом його маси і швидкості.

Від місця гальмування, де утворюється зростаюча порожнина в породах мішені, розходить потужна ударна хвиля, фронт якої в перший момент має сферичну форму (рис. 2.1). Ударна хвиля при вибухах високих

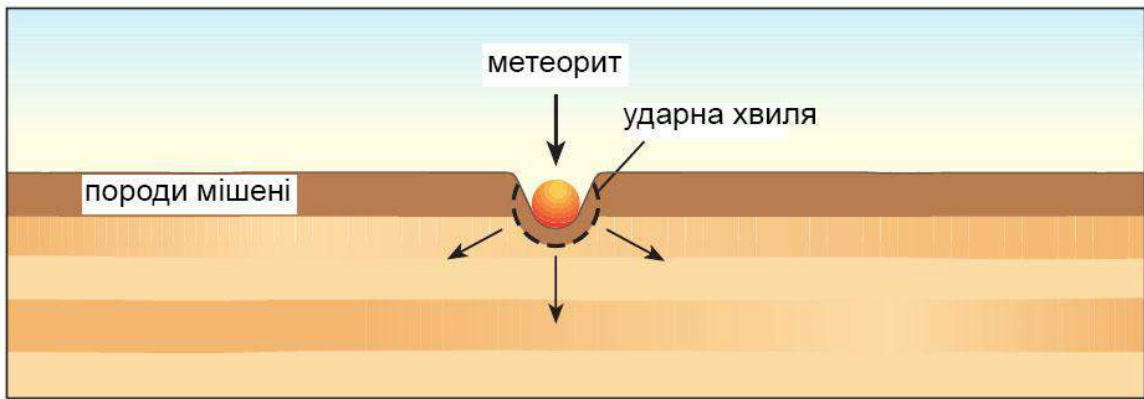


Рис. 2.1. Схема утворення кратера (зіткнення метеорита з поверхнею мішені) [3]

енергій докорінно відрізняється від хвиль сейсмічних і звукових. Перш за все вона не періодична, а являє собою одиночний імпульс тиску. Швидкість її завжди перевищує швидкість звуку в породах і залежить від її тиску, на противагу звуковим і сейсмічним хвилям, для яких швидкість є стійкою характеристикою кожної породи. Ударна хвиля, на противагу звуковим і сейсмічним хвилям, переміщує за собою середовище, в якому вона рухається. На фронті ударної хвилі стрибком змінюються параметри стану і руху порід.

Тиск при утворенні вибухового кратера досягає мільйонів мегапаскалів (МПа), і перевищує тектонічні напруження $(0,5-1) \cdot 10^2$ МПа, або потужності вибухових вулканічних вивержень, які менше $(3-6) \cdot 10^2$ МПа (рис. 2.2).

У нижній півсфері ударна хвиля утворює округлу порожнину – первинний кратер, біля стінок якого гірські породи ущільнюються і частково розплавляються (рис. 2.3). Далі хвиля розповсюджується, стискаючи породи. Однак, фронт ударної хвилі швидко спотворюється через неоднорідність властивостей порід мішені. Ударна хвиля стиснення викликає нагрів речовини до декількох десятків тисяч градусів за частку секунди ($n \cdot 10^{-3}$ с), а тиск вздовж всього фронту змінюється від одиниць до декількох десятків або сотень ГПа (див. рис. 2.2). В залежності від мінерального складу первинної речовини під дією ударної хвилі проходить її перетворення (рис. 2.4). Для кожного мінералу можна визначити три ділянки перетворення: фаза низького

тиску (перетворення мінералу відсутня), змішана фаза (утворюється суміш поліморфних модифікацій низького і високого тиску (наприклад кварц \rightarrow стишовіт)), фаза високого тиску (повне перетворення речовини в високощільний стан) (див. рис. 2.2).

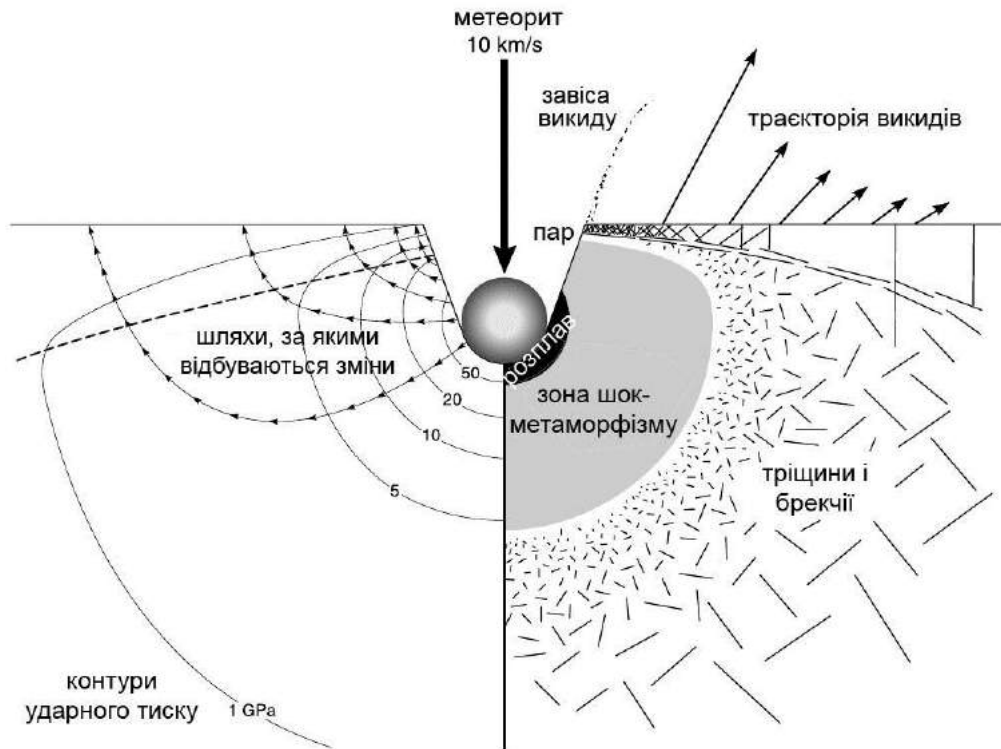


Рис. 2.2. Початковий тиск ударної хвилі і шляхи протікання змін навколо точки дії [4, 7, 9]

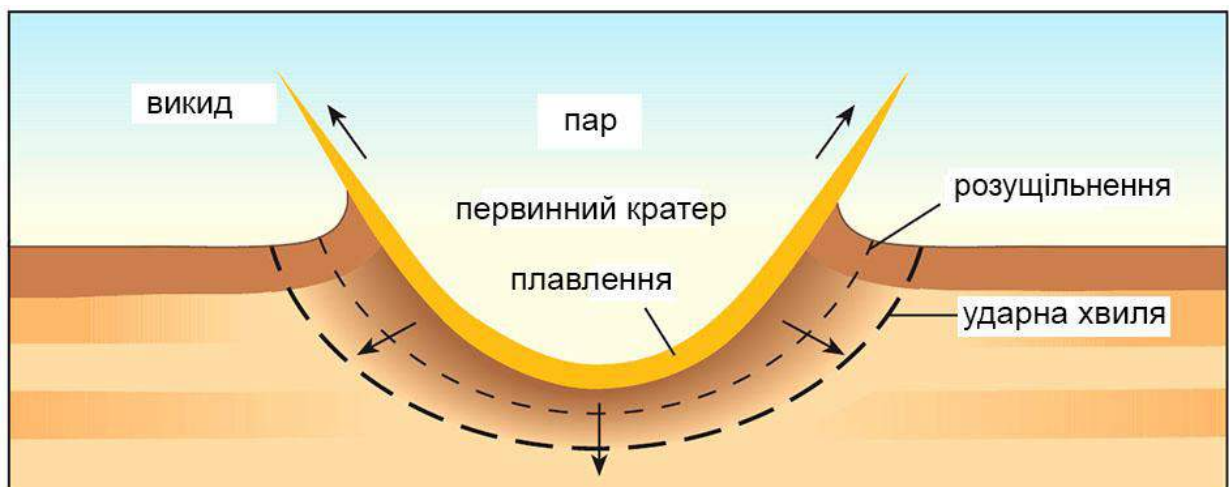


Рис. 2.3. Друга стадія утворення кратера, викид порід мішені [3, 5, 9]

Слідом за хвилею стиснення тиск падає до нормального (розвантаження), що супроводжується механічним перетворенням породи, але температура при цьому зростає до 5000°C і навіть значно вище. Це називається хвилею розрядження. Ці процеси відбуваються повільніше, ніж зростання тиску і температури. При цьому тиск у гірських породах швидко повертається до початкового, а температура – ні. При розвантаженні речовини проходять ізоентропічні процеси. При малих навантаженнях речовина подрібнюється, залишаючись у твердому стані, або речовина переходить у стан часткового або повного плавлення і випаровування. Перетворення в мінералах і гірничих породах під дією ударної хвилі називається ударним метаморфізмом.

В однорідних породах ударна хвиля поширюється до тих пір, поки її тиск не досягне межі пружності порід або сейсмічного відбиття. В цей момент хвиля відбивається. Фронт відбитої хвилі буде захоплювати за собою породи. Коли фронт досягне дна первинної порожнини, хвиля підніме породи дна в центрі кратера (рис. 2.4). В пухких осадових породах у центрі кратера утвориться купол, а потім центральний блок підніметься по кільцевій тріщині. Ця відбита хвиля викидає з кратера вгору хмару уламків, в результаті розширюється первинна порожнина. Коли породи впадуть назад, покрийть дно кратера і оточуючу поверхню, кратер отримує кінцевий вигляд видимого кратера. Заглиблення під брекчією називається справжнім кратером.



Рис. 2.4. Схема утворення центрального підняття [3]

2.2 Морфологія і класифікація метеоритних кратерів

Метеоритний кратер, як і будь-яка геологічна структура, має виражені геоморфологічні та геологічні межі. Морфологія і структура імпактних западин мають багато характерних особливостей, які істотно відрізняють їх від геологічних об'єктів ендегенного і екзогенного походження.

Розміри кратера і складність його внутрішньої будови визначається енергією зіткнення. Форма астроблем в плані зазвичай округла, що свідчить про круте, близьке до вертикалі падіння ударника. Але можуть бути і відхилення, що визначаються різними причинами, головними з яких є: особливості геологічної будови мішені і кут зустрічі ударника з поверхнею планети.

Кратери поділяють на два типи – *прості* та *складні* (рис. 2.5).

Прості кратери характеризуються чашоподібною депресією та піднятим над нею, перекинутим і переверненим крайовим кільцевим валом.

Складні кратери складаються з дна, кільцевого валу і центрального підняття.

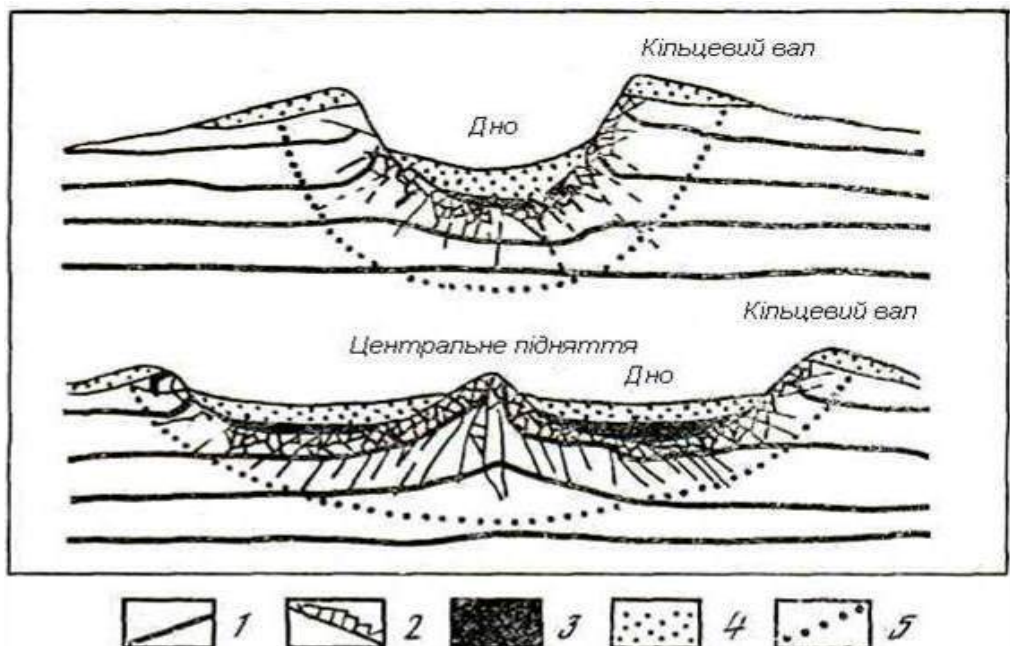


Рис. 2.5. Схема метеоритного кратера: а – простого, б – складного

1 – породи цоколя; 2 – брикчія, залишена на місці, 3 – брикчія перенесена; 4 – переплавлені змінені породи; 5 – межа зони деформації

Між морфометричними елементами метеоритного кратера і його розміром існує зв'язок [6].

Дно імпактного кратера – структура негативна, виникає у місці вибуху. Дно кратера має різну форму – плоскоподібну, чашоподібну. Зі збільшенням діаметра будова і форма ускладняється. Якщо діаметр складного кратера більше 30 км, навколо центрального підняття може утворюватися декілька концентричних валів з жолобами, що надають імпактній структурі багатокільцеву форму. Глибина крупних кратерів в момент їх утворення може сягати 1/4-1/5 від їх діаметра.

Центральне підняття або центральний пік, утворюється в кратерах діаметром від 5 до 50 км. Його утворення пояснюється згідно законів механіки пружною віддачею порід мішені під точкою удару.

Кільцевий вал – насипна структура, що оточує кратер. Новітні метеоритні кратери завжди оточені валом. Як правило, він асиметричний, оскільки його внутрішній схил значно крутіше зовнішнього. Об'єм кільцевого валу для метеоритних імпактних структур зазвичай складає 20-40% від об'єму викинутої породи. Нижня частина валу (*цокольний вал*) складена задерними пластами порід мішені. Поверх цокольного валу розташовується насипний, що складається з фрагментів порід, викинутих вибухом, які залягають зазвичай у зворотній стратиграфічній послідовності.

2.3 Породи, що оточують, заповнюють і перекривають кратер

Удар метеорита руйнує породи земної кори і створює нові породи і мінерали, фізико-хімічні параметри формування яких принципово відрізняються від умов утворення осадових порід. Породи метеоритних кратерів утворюють особливу групу, або формацію, яка була названа В.Ф. Енгельгардтом імпактною. Породи, які формують і залягають у кратері, наведено на рис. 2.6.

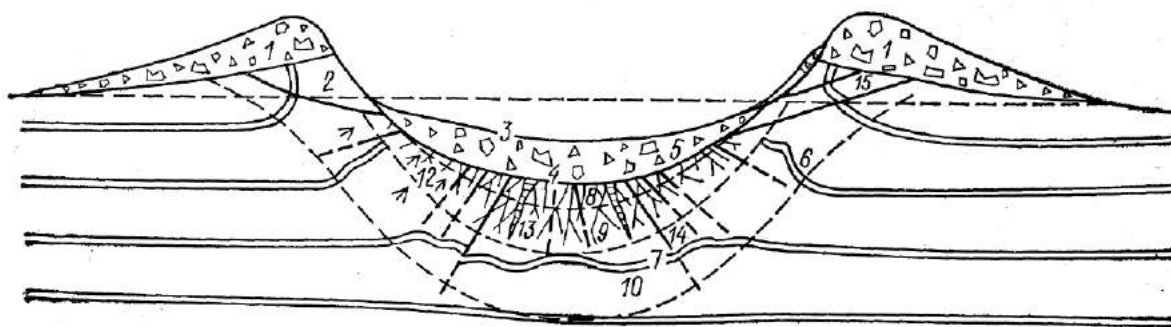


Рис. 2.6. Морфоструктурні елементи імпактного кратера простої будови (за Масайтісом В.Л., 1980 р.)

1 – насипний вал алогенної брекчії; 2 – цокольний вал; 3 – видиме (первинне) дно; 4 – справжнє (цокольне) дно; 5 – лінза алогенної брекчії і імпактитів; 6 – складки в прибортовій частині цоколя; 7 – складки під дном кратера; 8 – зона часткового плавлення; 9 – зона руйнування; 10 – зона пластичних деформацій; 11 – зсуви, тераси; 12 – конуси порушення (струсу); 13 – жили ін'єкційних брекчій; 14 – піддвиг і затухаючі тріщини; 15 – насуви і перекинуті шари

Сама внутрішня будова астроблем характеризується наявністю структурно-літологічних комплексів (рис. 2.7):

- цокольний – непереміщені породи;
- коптогенний (імпактний) – кратерні брекчії і переплавлені породи;
- заповнюючий – постударні осадові відклади в кратері;
- перекриваючий – пізніше регіонально виниклі породи;
- ін'єкційний – вторгнення магматичних розплавів.

У цокольному комплексі (породи мішені) удар метеорита майже одночасно й миттєво перетворює неколекторську породу в пористу і проникну, змінює структурні умови залягання гірських порід мішені незалежно від регіональної геології. При великій енергії удару ці зміни мають значне поширення.

Під кратером (в породах мішені) виникає напівсферична зона тріщинуватості з діаметром, який приблизно дорівнює діаметру кратера. Навколо кратера зона тріщинуватості виклинюється приблизно на відстані 2-х радіусів від центру. На фоні безладно тріщинуватих порід утворюються кільцеві порушення і кільцеві грабени, іноді серія концентричних порушень.

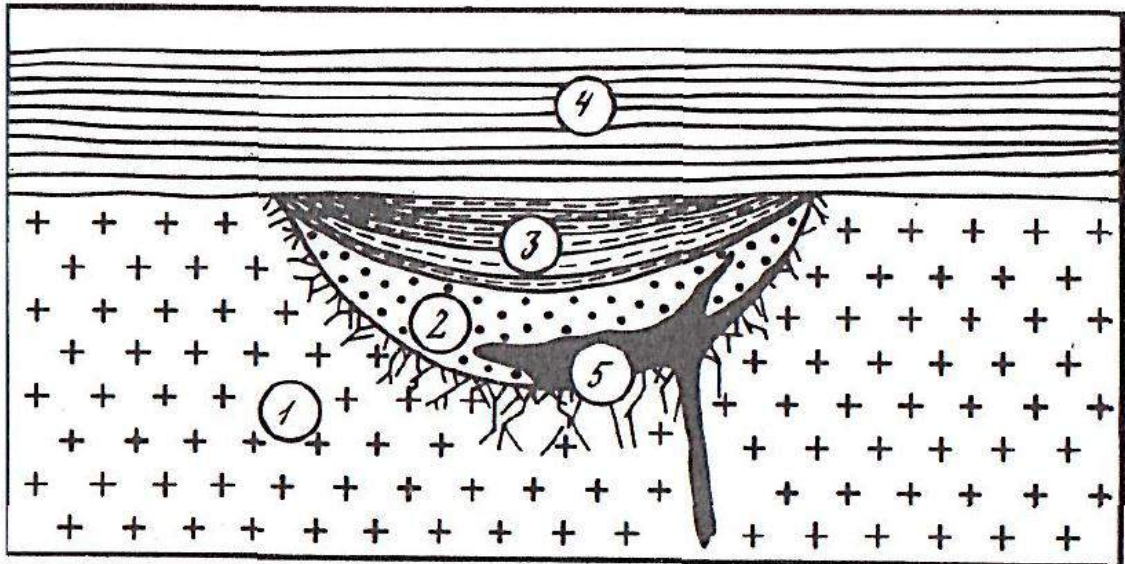


Рис. 2.7. Схема співвідношення структурно-літологічних комплексів астроблем за Масайтісом В.Л та ін. [8]

Комплекси: 1 – цокольний, частково деформований під дном кратера; 2 – коптогенний; 3 – заповнюючий; 4 – перекриваючий; 5 – ін'єкційний

Заповнюючий структурно-літологічний комплекс включає постударні осадові відклади, що утворюються в кратері. Кратер поступово заповнюється відкладами, які зносяться з валу, осадками річкового, морського або озераного генезису.

Перекриваючий структурно-літологічний комплекс включає осадові відклади регіонального походження, які перекривають не тільки кратер, а і оточуючу територію.

2.4 Корисні копалини

Утворені в різних геологічних умовах астроблеми містять родовища різних видів корисних копалин – від рудних з унікальними запасами нікелю та міді до промислових покладів ВВ. За даними оглядових робіт [10, 11, 12,] у 25% достовірних імпактних структур містяться родовища і прояви різних видів корисних копалин, а 12% структур у даний час є об'єктом промислового використання (залізо, уран, золото, імпактні алмази, сульфідні

родовища меді, нікель, цинк, агат, цеоліт, горючі сланці, фосфорити, нафта, газ, вода).

Для визначення впливу імпактного удару на утворення корисних копалин потрібно знати механіку утворення воронок під час удару [2, 13]. Це потребує теоретичних розрахунків, експериментів, знімків кратерів на інших космічних тілах. Уявлення про утворення кратерів і їх вплив на геологічні процеси було розглянуто в працях А.А. Вальтера, В.А. Рябенка (1977 р.) В.Л. Масайтіса (1980 р.), Г. Мелоша (1994 р.), ін. дослідників.

Родовища корисних копалин, які виникли внаслідок метеоритного удару, за В.Л. Масайтісом можна поділити на три групи [14].

Доімпактні (прогенетичні) родовища існували до імпактного удару. В межах впливу астроблеми вони змінюються або руйнуються, залишаючи окремі рештки.

Постімпактні (епігенетичні) родовища, для яких астроблеми є пастками або структурами, що забезпечують накопичення корисних копалин при утворенні осадків (нафта, газ, вода, вугілля, гіпс, ангідрит та ін.).

Синімпактні (сингенетичні) родовища, які утворились разом з самими імпактами внаслідок диференціації, кристалізації, розплаву.

Наприклад в ударно-вибуховому кратері Садбері (Канада) виявлено у зв'язку з потужним (2-5 км) неритовим-мікрогранітовим інтрузивом поклад сульфідів нікелю. В астроблемах Brent, Вьюфілд, Дюма (Канада) і Ред Уінг Крик (США), Карлинська і Пучеж-Катункська (Росія) залягають кам'яна сіль, гіпс; Каменька (Росія) – кам'яне вугілля і мідисті пісковики; Карська, Попігайська (Росія) і Риська (Німеччина) – буре вугілля; Бовтиська і Ротмистрівська (Україна) – горючі сланці; Рошшуар (Франція), Іллінецька (Україна) – сировина для будівництва. В астроблемах Дюма (Канада) і Сільян (Швеція) визначено нафтопрояви, а в розрізі ударно-вибухових Вьюфілд, Ігл Батт (Канада), Ред Уінг Крик (США) – поклади нафти і газу [15, 16].

2.4.1 Нафта і газ в імпактних кратерах

Ще в другій половині ХХ ст. у всьому світі імпактні структури почали вивчатись як можливі нетрадиційні джерела вуглеводневих ресурсів та ін. корисних копалин. Цьому питанню присвячено роботи Ричарда А.Ф. Грієве (Richard A.F. Grieve) [17], Ханс-Хенрика Уестбрука (Hans-Henric Westbroek), Роберта Р. Стюарта (Robert R. Stewart) [18], Мазура (Michael J. Mazur) і Роберта Р. Стюарта (Robert R. Stewart) [19], Річарда Р. Доноріо (Richard R. Donorio) [12]. Проблемі нафтогазоносності імпактних структур у світі взагалі і в Україні зокрема присвячено багато опублікованих робіт. В Україні перспективи імпактних структур вивчали В.О. Краюшкін [1, 15, 20], В.П. Клочко, Є.П. Гуров [21-27], В.А. Михайлов [28], І.Д. Багрій [29], А.А. Баренбаум [30] та багато ін. При цьому враховувався досвід відкриття й експлуатації родовищ нафти і газу, пов'язаних з імпактними структурами в США, Канаді, інших країнах, та родовищ горючих сланців. Вивчення походження нафти і газу дало розвиток ідеям біогенно-абіогенного (мантійного) походження і їх пошуку не тільки в осадових басейнах, а і в межах фундаменту. Перспективними структурами цього пошуку є імпактні структури.

На сьогодні відомо 14 імпактних структур (10 у США, 3 у Канаді, 1 у Мексиці) з встановленою промисловою нафтогазоносністю. Це складає близько 5% від загальної кількості відомих імпактних структур (254 шт. на 21.06.2018 р. за <http://labmpg.sccc.ru/impact/index.html>). Всі вони знаходяться в межах відомих вуглеводневих осадових басейнів; відкриті родовища ВВ розташовані в межах центрального підняття або кільцевого валу імпактної структури (табл. 2.1).

Основні нафтогазоносні структури та продукція ВВ, яка в них видобувається: Авак (Avak), США, Аляска, газ; В'юфілд (Viewheld), Канада, пров. Соскачеван, нафта; Еймс (Ames), США, Оклахома, нафта, газ; Ігл-Батт (EagleButte), Канада, пров. Альберта, газ; Кельвін (Calvin), США,

Таблиця 2.1

Нафтогазоносність імпактних структур

(за Donafrio P.R., Grieve R.A.F., Wono Alanc, Baird D.I., Gerlach T.R., Wilson W.F., Hildebran A.R., Carpenter B.N., Wiley M.A., Kirschner C.E., Gibsonand Sharpton, Гуровим Є.П., склав Почтаренко В.І.)

№ з/п	Назва структури	Місце знаходження	Рік відкриття	Діаметр структури, км	Особливості будови структури. Морфологія дна	Вік утворення, млн р., система, відділ, ярус	Відображення в сучасному рельєфі (кільцевого валу, кратера), в т.ч. за даними космічних знімків	Рівень збереження	Продуктивний елемент будови, структури	Породи, що вміщують поклад ВВ	Глибина покладу ВВ, м	Загальна кількість пробурених св.	Відсоток (кількість продуктивних св.)	Запаси		Видобуток за добу		Просторове положення структури по відношенню до нафтогазових басейнів, зон, областей	Примітка
														нафти, т	газу, м ³	нафти, т	газу, м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Авак	Аляска, США	1943-1953	12	Структура складна, складається з центрального підняття, воронки (жолоба) депресії і валу. Середньоюрські сланці і піски центрального підняття підняті на 500 м. Деформовані породи розкриті св. на гл. 1225 м. Фундамент – метаморфічні породи	900-100 К-Р	Структура не має відображення в болотистій тундрі Арктики	Структура покрита шаром постійно заморожених порід палеоцена і плейстоцена	Вал	Пісковики	790-850	18	Дані відсутні	-	1,1 млрд	-	37000	Відомості відсутні	Видобуток ведеться на ділянках поза межами структури. Ці ділянки пов'язані лістричними розломами з кільцевим валом
2	Вьюфілд	Канада Саскачеван	1969	2,5 (3,2)	Морфологія дна проста. Кратер – глибокий вріз у карбонатні відклади місісіпського віку. Виповнений потужною товщею червоно-пістрявих порід юрського віку. Крайове підняття облямовує кратер, який перекритий осадками, потужністю понад 1000 м. У розрізі 100 м відділяють верхню частину валу в нижній частині структури. Висота валу 60 м.	<190±20	На поверхні кратер не проявлений	Структура перекрита осадовими породами (>1000 м)	Вал	Карбонатні породи, брекчировані	1270-1310	50	~50, (24 св.), за іншими даними – 60, (30 св.)	1,6 млн	130 млн	87 (45-65)	7400	Канадська частина Уїлстонського басейну	За Гуровим Є.П. структура віднесена до вірогідних імпактних
3	Еймс	США, штат Оклахома	1991	16	Відносно кільцева структура, покрита майже 3000 м осадків. Картується двома концентричними валами: зовнішнім шириною 1,5-3,0 км і внутрішнім (залишок центрального підняття). Структура складна з центр. підняттям. Дно кратера – граніти та їх брекчії (брекчировані породи)	470±30 O ₁ -O ₂	На поверхні структура не проявлена (перекрита шаром палеозойських осадків потужністю 3 км)	Руйнування центрального підняття	Вал, центральне підняття	Гранодіорити КФ і карбонатні породи (вапняки)	2500-2900	89	~45 (40 св.)	3,8 млн	430 млн	390	88000	Структура розташована напологому борту нафтогазоносного басейну Анадарко	

Продовження табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
4	Ігл-Бат	Канада, штат Альберта	1962, 1993	17-18	Структура складна: в центрі підняття на 250-300 м; конус розтріскування на поверхні центру підняття; діаметр центрального підняття – 2,5 км; ширина валу – 4 км; рів шириною 2 км (кільцевий жолоб). Вал розбитий численними розломами, фундамент не розкритий	65 К	На поверхні структура виражена слабо і не очевидна. На супутникових знімках – приблизно кругові ознаки, що виражені в річковій мережі	На збереження поверхні могли вплинути зледеніння і наступні геоморфологічні процеси	Вал, центральне підняття (джерело – під кратерні утворення)	Пісковики (?)	4500 (?)	Дані відсутні	5 св. (4 св. на валу, 1 – на центр. піднятті). Видобувається газ	Дані відсутні	Дані відсутні	Дані відсутні	Дані відсутні	Відомості відсутні	
5	Кельвін-28	США, штат Мічіган	1987	8,5	Структура складна: центральний купол, кільцева депресія, оточуючий антиклінальний вал. Висота центр. підняття 415 м; кільцева депресія 1 км в ширину. Вал – 1,5 км в ширину, висота – декілька метрів (34 м). Фундамент на глибині 1200 м. Існує розгалужена система розломів	O ₃ (S ₁)	На поверхні – топографічна височина, що контролює місцеву дренажну мережу	Структура знаходиться на глибині 120 м	Вал, центр. підняття	Карбонатні породи	240-275	110	62 (72 св.)	450000	-	17	-	Структура розташована в південно-західній частині Мічиганського басейна	
6	Лайс Ранч (Би Блаф)	США, Півд. Техас	1979	4	Структура складна: центральне підняття, кільцевий жолоб, кільцевий вал. Район характеризується насувами і переміщенням гірських порід. Викиди на відстані 15 км	40 P ₂	На поверхні структура виражена – кільцевий вал піднятий на 15 м над рівнем рельєфу	Збережена не повністю	Вал	Пісковики	60-150	9	44 (4 св.)	-	56 млн	-	7280	Відомості відсутні	
7	Маркез	США, штат Техас	1989	12,7 (~15,0)	Структура складна: центральне підняття висотою 1200 м над регіональним рівнем, діаметр ~3 км; фрагменти кратерного валу нечіткі; центральне підняття оточує рів (кільцевий басейн). На глибині 2000 м деформація шарів порід не спостерігається	58±2 P (палеоцен – еоцен)	На поверхню виходять крейдові осадові відклади в круговій зоні 1,2 – 3 км	Збережена	Підкратерна зона	Пісковики	2740 – 3000	10	60 (6 св.)	15000-23000 (150 тис. барелей)	140-200 млн. (7 млрд куб. футів)	5 (30 барелей)	51000 (1,8 млн. куб. футів)	Відомості відсутні	
8	Ньюпорт	США, штат Північна Дакота	1977	3,2	Структура проста: концентричний кратер облямовує кільцевий вал, складений кристалічними сланцями докембрію та їх корою вивітрювання. Дно – подрібнені брекчировані корінні кристалічні породи	<500 C ₃ -O ₁	Картується за даними супутникових знімків. Вал контролює гідромережу (річкову мережу)	Збережена неповністю	Вал	Кристалічні породи та їх кора вивітрювання («пісковики»)	2800-2930	5	(2 св.)	2,3 млн	-	42	-	Структура знаходиться в межах Уїлстонського нафтогазового басейну	
9	Ред.-Уінг-Крик	США, штат Дакота	1996	9,1	Структура складна: центральне підняття – 6,5 км в діаметрі; насуви, крутозалагаючі шари; підняття 915 км; кільцева депресія шириною 1,6 км, розломи, блоки і зовнішній вал, піднятий на 90-185 м, ширина 1,6 км	200±25 T-J	За даними космознімків на поверхні відображена нечітко	Рівень збереження задовільний	Центральне підняття (джерело ВВ підкратерне)	Карбонатні брекчії	2440-2960 (8000-9700 футів)	35	40 (21 св.)	3 млн	700 млн	150	60000	Структура знаходиться в межах Уїлстонського нафтогазового басейну	

Закінчення табл. 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
10	Сьера-Мадера (Сієра-Мадре)	США, штат Техас	1959	13	Структура складна: центральне підняття (купол) підняте на 450 м, складене вапняками, сильно зруйнованими; кільцевий вал у вигляді кільця	<100 К	Кратер чітко виражений на поверхні; центральна частина піднята над рівнем оточуючої місцевості на 240 м	Збережена	Центральне підняття і вал	Карбонатні породи	3660-4110	30	50 (20 св.)	-	7,7 млрд	-	220000	Структура розташована на території приватної власності	
11	Стін-Рівер	Канада, провінція Альберта	1968	25	Структура складна: центральне підняття занурено на 100 м нижче регіонального рівня, а вал (діаметр 3 км) піднятий на 100 м над регіональним рівнем. Вал має блокову будову. Кратер знаходиться в декількох кілометрах на північний схід від крупного докембрійського лініаменту – зсувна зона Нау Рівер	91±7 К ₂	На поверхні структура не проявлена – перекрита товщею (200 м) осадків	Рівень збереження задовільний	Вал	Карбонати	1420-1500	27	7,4 (2 св.)	450000 - 750000 (3-5 млн барелів)	-	80-82 (550 барелів)	-	Відомості відсутні	
12	Чіксу-луб	Мексика, північна частина п-ова Юкатан	1981	~260 (300)	Структура складна, багатокільцева: в периферійних частинах кратера виділяється нечітко виражене кільцеве підняття діаметром 250-270 м, яке приймається як зовнішній вал кратера; діаметр кратера 8-10 км. На відстані 90 км від центра, в крайових частинах структури на поверхні інтенсивно дислокованих крейдових осадків залягає галогенна брекчія – уламки і глиби порід КФ. Мішень кратера – породи КФ, перекривається товщею крейдових порід потужністю 2 км. Центральне підняття складної будови. Глибина кратера в його центральній частині 1600-1700 м, ні одна з трьох пробурених св. не вийшла із товщі зовітів і ударно розплавлених порід	65,2±4	Кратер перекритий товщею осадкових порід палеогену (4 км), на поверхні не виражений. За даними космічних знімків виділяється декілька концентричних кілець. Єдиною ознакою існування його складної багатокільцевої будови є система карстових провалів (ценот) діаметром від 30 до 300 м кожна, згрупованої на поверхні у вигляді повернутої на південь дуги діаметром близько 165км.	Незначний	Покрив викидів (за межами кратера)	Карбонатні породи	2530-5180 (2766-5666)	658	Дані відсутні	4,5 млрд	426 млрд	3200 00	40 млн	Відомості відсутні	

шт. Мічіган, нафта; Ланс Ранч (інша назва Лайлес Ранч, Бі Блаф, Увал), США, шт. Техас, газ; Маркез (Marquez), США, шт. Техас, нафта, газ; Ньюпорт (Newporte), США, Кентукі, нафта; С'єрра Мадера (Sierra Madera), США, шт. Техас, газ; Стін Рівер (Steen River), Канада, пров. Альберта, газ; Ред Уінг Крік (Red Wing Cruk), США, шт. Північна Дакота, нафта, газ; Чіксулуб (Chic xilub), Мексика, Юкатан, нафта, газ.

В залежності від території, де утворився кратер при наявності там нафтогазоносних шарів завдяки дробленню гірських порід мішені збільшується товщина покладу, змінюються умови видобутку, зростають запаси ВВ. Найчастіше видобуток ВВ ведуть з пісковиків, карбонатних порід, карбонатних брекчій. Наявність ВВ у імпактних структурах найчастіше пояснюють процесами міграції. В той же час для імпактних структур Келвін і Ред Уінг Крік основним джерелом ВВ визначено підкратерний простір у зв'язку з тим, що латеральна міграція до центрального підняття, де розташовано родовище, неможлива.

Не зважаючи на значний міжнародний досвід виявлення нафтогазоперспективних структур та пошуково-розвідувальних робіт з розкриття і експлуатації покладів ВВ в них, залишається значна кількість нез'ясованих, достатньо необґрунтованих питань походження, акумуляції до промислових масштабів ВВ в імпактних структурах.

Визначені в імпактних структурах поклади нафти і газу, здебільшого, відкриті випадково, без достатнього обґрунтування, за рахунок високого обсягу буріння. Цілеспрямоване буріння імпактних структур проводиться в США, Канаді, де і відкрито більшість нафтогазоносних імпактних структур. Відкриті в імпактних структурах нафтогазові родовища (що при коефіцієнті успішності 0,1 теж вважається випадковістю) відносяться до різних їх частин (центральна частина, кільцевий вал). Треба відмітити, що й досі майже не вивчено досконально як підкратерний простір, так і підваловий простір через відсутність наукового обґрунтування всього комплексу умов, необхідного

для утворення вуглеводневих інгредієнтів, їх міграції, накопичення і регенерації в часі при експлуатації.

З відомих імпактних структур, як найближчий аналог Бовтиської імпактної структури, може розглядатись Сільянський кратер (Швеція), розташований на Балтійському щиті. Він характеризується системою концентричних кілець (до 4-х). Сам кратер має діаметр близько 40 км, а КС навколо кратера мають діаметр від 52 до 100 км. Поблизу Сільянського кратера спорадично відмічались важкі нафти на поверхні, а в XVIII ст. зустрічались нафтові плями в колодязях. Ці факти дали поштовх для вивчення підкратерної тріщинної зони на наявність ВВ. Була пробурена св. глибиною 6 км. Промислових покладів нафти не визначено, хоча нафта і газ у буровому розчині за недоведеними фактами, зустрічались. У двох св., пробурених у 2009 р. глибиною 500 м, розкриті породи фундаменту на глибині 250 м. Зразки осадових порід мали порову структуру (пористість – 0,96%, проникність – $0,003-0,027 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$). У породах осадового комплексу зустрінути пористі пісковики (пористість до 15%) і вапняки (відповідно 3-5%), а породи фундаменту характеризуються наявністю зон катаклазу, тріщинуватості, кавернозними пустотами вдовж тріщин. У цілому породи фундаменту інтенсивно порушені. Не дивлячись на теоретичну потенційну нафтоносність структури та буріння надглибоких св. в підкратерному просторі, покладу нафти досі не визначено.

Аналогом може розглядатись імпактна структура Еймс (США, штат Оклахома), в якій породами, що вміщують ВВ, є гранодіорити КФ центрального підняття, а також імпактна структура Ньюпорт (США, штат Північна Дакота), в якій продуктивними є кристалічні породи та їх кора вивітрювання (пісковики). Видобуток ВВ ведеться з валу і імпактна структура Ред Уінг Крик, де видобуток ведуть з карбонатних брекчій центрального підняття, хоча джерело ВВ підкратерне.

В імпактних структурах Еймс і Ньюпорт видобуток ВВ ведеться з фундаменту, що вказує на високі перспективи пошуку ВВ не лише в

осадових басейнах, а й породах фундаменту, де пошук обмежено як теоретичним обґрунтуванням, так і можливостями геофізичних методів.

Зв'язок вуглеводневих родовищ з осадовими басейнами в світі не викликає суперечок, однак доказ їх зв'язку з імпактними структурами для деяких з них встановлено через тривалий час. Так, структура Авак відкрита у 1943-1945 рр., однак лише у 1996 р. доведено, що це імпактна структура. Структура Ігл-Батт відкрита у 1962 р., а її імпактне походження доведено у 1993 р. Перше буріння на структурі Ред Уінг Крік виконано у 1965-1968 рр., перший нафтовий поклад відкрито у 1972 р., а її імпактне походження доведено у 1999 р. Таким чином, визначення зв'язку покладу ВВ з імпактною структурою може займати тривалий час. Цілеспрямоване вивчення будови родовищ ВВ може призвести до відкриття нових імпактних структур і пов'язаних з ними родовищ ВВ.

2.4.2 Нафтогазовий потенціал астроблем України

За результатами аналізу досвіду виявлення родовищ нафти і газу в астроблемах світу автор робить висновок, що газоносність імпактних (кільцевих) структур може бути пов'язана з формуванням зон тріщинуватості в породах їх основи (потрібно розуміти – в породах КФ), що виникають під час падіння метеоритів і можуть акумулювати поклади ВВ. У відомих нафтогазоносних імпактних структурах скупчення ВВ здебільшого приурочені до тріщинуватих порід основи імпактних кратерів в їх периферійних частинах: крайових піднять, кільцевих валів, зон тріщинуватості центральних піднять, зон радіальних і кільцевих розломів, що перетинають імпактні структури. В кожному конкретному випадку доцільне продовження науково-дослідних робіт з метою оцінки перспектив нафтогазоносності імпактних структур України.

В якості нафтогазоперспективних за результатами СТАГГД в ІГН НАН України розглядаються Бовтиська і Ротмістрівська структури на УЩ та

Оболонська. Всі перераховані структури розташовані у зоні структурно-тектонічного сполучення УЩ і ДДз. Новий напрямок вивчення цієї проблеми відкрили роботи відділу геоекології та пошукових досліджень ІГН НАН України під керівництвом І. Д. Багрія.

Висновки до розділу 2

Морфологія і класифікація імпактних кратерів розроблена і не викликає заперечень, але й досі недостатньо вивчений увесь комплекс критеріальних формуючих ознак ВВ підкратерного простору. Уяви про утворення великих (декілька км у діаметрі) імпактних структур загалом базувались на математичних розрахунках, теоретичних уявах про імпактні події. Практичні результати про процеси, що протікають під час утворення імпактної структури, розроблено при проведенні експериментальних атомних вибухів. Утворення надвеликих кратерів (понад 100 км) досі викликає дискусії.

Не дивлячись на те, що понад 200 КС діагностовано як імпактні, але досі існують питання про остаточне діагностування КС саме як імпактних. Імпактні і переміщені породи досі однозначно не діагностуються. Це викликає суперечки при віднесенні структури до імпактної, той що виникла внаслідок удару метеорита. Породи, викинуті за межі структури, часто піддаються руйнуванню і знищенню, тому визначити їх як нафтогазоносні надзвичайно складно. Самі структури перекриті осадовими відкладами, і безпосередніми спостереженнями структуру вивчити неможливо. Однією з основних ознак діагностування кратера як нафтогазоносного є наявність результатів досліджень комплексної інтерпретації сукупності критеріальних ознак що передбачено технологією СТАГГД.

Список використаних джерел до розділу 2

1. Краюшкин В.А., Вакарчук Г.И., Гальченко В.А., Клочко В.П. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины. Киев: Ин-т геол. наук АН Украины, 1994. 62 с. (Препр. / АН Украины, Ин-т геол. наук; 1993-4).
2. Вальтер А.А., Рябенко В.А. Взрывные кратеры Украинского щита. Киев: Наук. думка, 1977. 156 с.
3. High impact reservoirs / Roger Barton, Ken Bird, Jesus Garcia Hernandez, Jose M. Grajales-Nishimura, Gustavo Murillo-Mtneon, Ben Herber, Paul Weimer, Christian Koeberl, Martin Neumaier, Oliver Schenk, Jeck Stark / *Oilfield Review Winter. 2009/2010. 21. № 4. 14-29 p.*
4. Bevan M. French Traces of Catastrophe. A Handbook of Shock-Metamorphic Effects in Terrestrial Veteorite Impact Structures. *Lunar and Planetary Institute. 1998. 120 p.*
5. Беляшов А.В. Тектоника кумулятивных структур. *Лимосфера. 1998. № 9. С. 87-97.*
6. Hawke P.J. The geophysical signatures and exploration potential of Australia's veteorite impact structures. *This thesis is present for the degree of Doctor of Philosophy at The University of Western Australia, Submitted: June. 2004. 343 p.*
7. Selen Raiskila. Integrated geophysical stady of the keurusselka impact structure, Finland. *University of Helsinki, Departament of physics, Report series in Geophysics. 2013. № 70. 54 p.*
8. Масайтис В.Л. Методы изучения астроблем. Метеоритные структуры на поверхности планет. *Сборник докладов. Москва: Наука, 1979. С. 53-65.*
9. Gordon R. Osinski, Elisabetta Pierazzo. Impact cratersng^ processes and product. *Blackwell Publishing Ltd., 2013.*
10. Grieve R.A.F., Masaitis V.L. The economic potential of terrestrial impact

- craters. *International Geology Preview*. 1994. Vol. 36. P. 105-151.
11. Remoid W.U., Koeberl C., Gibson R.L., Dressler B.O. Economic mineral deposits in impact structures . Impact tectonics. Eds. C. Koeberl, Y. Henkel. – Berlin: Springer, 2005. P. 479-552.
 12. Richard R. Donorio. Impacted craters: Implications For basement Hydrocarbon production. *Journal of petroleum geology*. 1981. № 3. P. 279-302.
 13. Механика образования воронок при ударе и взрыве. Серия Механика. Новое в зарубежной науке. Москва: Мир, 1977. 229 с.
 14. Масайтис В.Л. О геологическом картографировании импактных структур. *VIII Всероссийский съезд геологов. Региональная геология и металлогения*. 2016. № 67. С. 61-69.
 15. Краюшкин В.А., Гуров Е.П. К перспективе поиска нефти и газа в астроблемах Украины. *Геол. журн*. 1989. № 1. с. 17-27.
 16. Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Мащак М.С. Геология астроблем. Ленинград: Недра, 1980. 231 с.
 17. Richard A.F. Grieve. Economic natural resource deposits at terrestrial impact structures. Downloaded from <http://sp.lyellcollection.org/> by guest on December 13, 2016.
 18. Hans-Henrik Westbroek, Robert R. Stewart The formation, morphology, and economic potential of meteorite impact craters. *CREWES Research Report Meteorite impact craters*. 1996. Vol. 8. P. 34-1 – 34-26.
 19. Michael J. Mazur and Robert R. Stewart The seismic expression and hydrocarbon potential of meteorite impact craters: Current research. *CREWES Research Report Meteorite impact craters: Current research*. 1996. Vol. 9. P. 38-1 – 38-14.
 20. Краюшкин В.А. Истинное происхождение, структура, размер и размещение мирового нефтегазового потенциала. *Георесурсы*. 2012. № 5

- (47). С. 19-23.
21. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли. Киев: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. 218 с.
 22. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактные кратеры на рубеже мела и палеогена и их роль в развитии жизни на Земле. *Геолог Украины*. 2010. № 3. С.14-20
 23. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Геологическое строение и вещественный состав пород импактных структур. Киев: Наук. думка, 1991. 160 с.
 24. Гуров Е.П., Рябенко В.А. Импактные структуры Украинского щита. *Сводный путеводитель*. Киев: Наук. думка, 1984. С. 150-168.
 25. Гуров Е.П., Хмельницкий А.Ф. Распространение и сохранность выбросов из импактных структур на примере кратеров Болтышского и Экремен. *Астрон. вестн.* 1996. Т. 30. № 1. С. 19-24.
 26. Ударні та післяударні процеси при метеоритному кратероутворенні: звіт про НДР (заключний) / кер. Гуров Є.П., вик. Черненко Ю.О.; НАН України, Ін-т геол. наук. Київ. 2010.
 27. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Нефтегазоносные импактные структуры. *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології*. Киев: «Карбон Лтд», 2000. Т. 1. С. 119-126.
 28. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. [У 8кн.] Кн.7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита. Київ: Ніка-Центр, 2013. 368 с.
 29. Багрій І.Д. Гидрогеоструктурные особенности формирования месторождений углеводородов импактных структур на примере Болтышской астроблемы. *Геол. журн.* 2017. № 2 (359). С. 5-34.
 30. Баренбаум А.А. Возможный механизм нагрева пород литосферы галактическими кометами. *Уральский геол. журн.* 2013. №1 (91). С. 21-39.

РОЗДІЛ 3

ПЕРЕДУМОВИ ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ІМПАКТНИХ СТРУКТУР

За даними Канади і США при вивченні промислової нафтогазоносності імпактних кратерів усі великі астроблеми потрібно розглядати як «труби дегазації» що охоплюють спектр критеріальних біогенно-мантійних формуючих елементів і геохімічного та геотермічного синтезу верхньої мантії Землі, що формують місця потенційного промислового нафтогазового накопичення. Природа виникнення та шляхи міграції ВВ нами розглядалась в єдиній концепції походження їх згідно з вченням В.І. Вернадського про кругообіг речовини в природі. Відповідно вони формувались у зонах прогинів осадового чохла при відповідних гідролого-гідрогіологічних, геодинамічних, геотектонічних, термодинамічних, атмогеохімічних процесах.

Можливість синтезу мантійними процесами великої кількості асортименту фактичних біологічних водногазових формуючих компонентів $H_2O + CH_4$ при протіканні плазмених процесів підкорових товщ [1, 2] нижньої частини кристалічної земної кори, і їх акумуляція в проникних зонах як постімпактних тріщинних каналів так і в порово-тріщинних колекторах утворених геотермічними, геохімічними і геодинамічними мантійними процесами [3, 4].

На основі комплексного гідрогіологічного та гідрогіохімічного аналізів ми вперше розглянемо складний процес формування вуглеводневих родовищ астроблем і утворення ВВ, де за таксономічну одиницю приймається річковий басейн – головний генератор біологічної складової нафтогазоутворюючих біогенно-мантійних процесів.

Гідрогіологічні проблеми формування нафтогазоносності в залежності від річкового стоку пов'язані з вивченням таких показників: характеристики стоку, ділянки поглинання – інфільтрації, ділянки нарощування – фільтрації, газо-геохімічного складу підземних вод, руслових процесів, наносів з зависі,

донних відкладів, переробки берегів, седиментаційних товщ, умов формування та накопичення біогенних матеріалів на прируслових ділянках і площах водозборів, геотермічних умов ділянок русел, геоморфологічних конфігурацій долин і прадолін, а також ряду взаємопов'язаних процесів у вигляді кількісної характеристики метановмісних порід, наявності ВВ як у донних відкладах річкових систем, так і в осадових товщах горючих сланців.

Однією з найважливіших характеристик формування родовищ ВВ є процеси водорозчинності вуглеводневих газів.

З глибиною зростають температура і тиск і, отже, збільшується газоемність прісних підземних вод. Головним агентом первинної міграції є порові об'єми і біогенно-насичені розчинені гази подстилаючих відкладів русел річок у зонах інфільтрації. Це, в свою чергу, особливо важливо для пояснення гідрологічних і гідрогеологічних процесів у зонах розвитку нафтогазових родовищ, а також їх генезису в зв'язку з прогнозними характеристиками. Для початкових умов формування нафтогазових родовищ основне значення мають седиментаційні процеси в світлі кругообігу речовини, підземна біогідрогазова складова річкового стоку в зонах інфільтрації і поглинання по розломних зонах підвищеної проникності у вигляді інфільтраційних потоків через тріщинні зони і сполучені пори і тріщини. Умовно допускається, що фільтраційний потік проникає через усю товщу порід від денної поверхні і нижче по зонах тріщинуватості аж до мантиї, створюючи в даному разі умови для генерації ВВ у кристалічних породах.

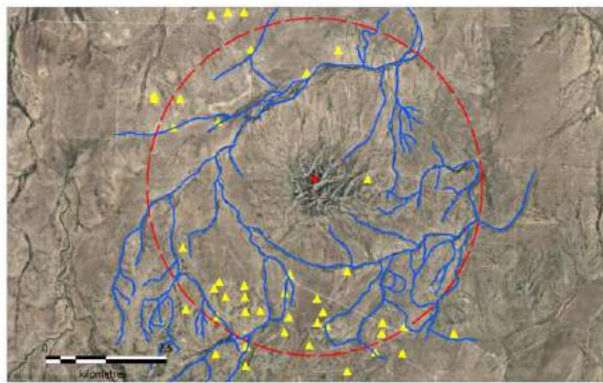
Відстеження еманацияною та газовими зйомками шляхів інфільтрації через донні відклади і в зворотному напрямку за даними комплексних досліджень геотектонічних і гідрогеологічних умов району в ряді випадків виступають пошуковими критеріями і допомагають встановити причини хімічних і геотермічних особливостей формування ВВ, а також з'ясувати зони геохімічно і геотермічно проникних руслових ділянок (зон поглинання і розвантаження), що слугують первинними критеріями формування ВВ.

Все це дозволяє дуже високо оцінити роль утворення та водної міграції розчинених і газоподібних ВВ у широкому інтервалі існуючих відкладів, їх обсягів, значення газових розчинів в якості головного механізму міграції ВВ і формування родовищ в єдиному гідро-геосінергетичному біогено-мантійному циклі на площах розвитку кратерних западин імпактних структур згідно геоструктурним особливостям закладення річкової мережі, а також пов'язаних з ними гідробіологічних та гідрогеологічних процесів формування критеріїв ВВ.

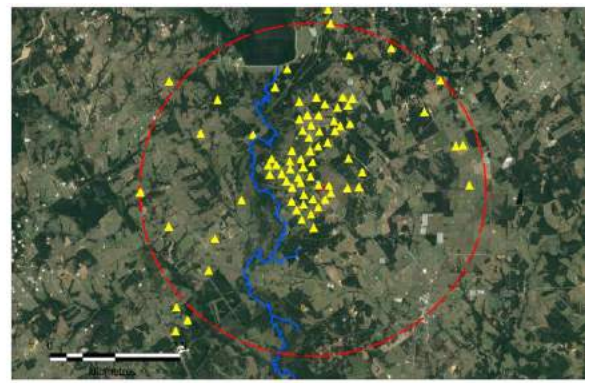
У самих западинах імпактних структур астроблем зони нафтогазонакопичення, за даними аналізу нафтогазоносності світових астроблем, розташовані в їх центральній частині, структури, головним чином на бортах, у зонах розвитку річкових систем і максимальної тріщинуватості, які слугують основним фактором накопичення первинних водогазових субстратів комплексних вуглеводневих компонентів (рис. 3.1). Як видно з представлених схем розміщення вуглеводневих родовищ основних астроблем світу, більшість продуктивних св. приурочені до русел та прирічкових зон, що дозволяє в кінцевому рахунку використовувати цю закономірність як додатковий пошуковий критерій, значно звужуючи пошукову зону.

Проведений аналіз розташування нафтогазових родовищ і гідрогеологічних басейнів світового видобутку ВВ, а також зон розвитку астроблем і геоструктурних особливостей на розглянутих територіях річкових басейнів, згідно гідрологічного блоку пошукової технології, дає надійну основу для розрахункових обсягів в інфільтраційних зонах накопичення продуктів гідрогазових субстратів (вода – метан), дозволяє вже на попередньому етапі технології СТАГГД виділити первинні контури прогнозно-перспективних площ на ВВ.

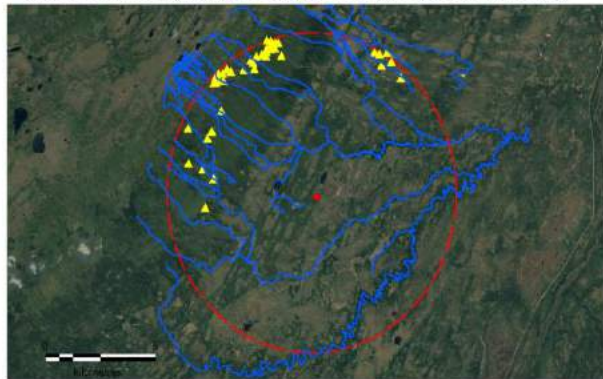
Вивчення матеріалів розміщення продуктивних св. показує, що найбільша кількість нафтогазоносних ділянок астроблем розташовується в зонах руслових процесів або в безпосередній близькості від них у річкових



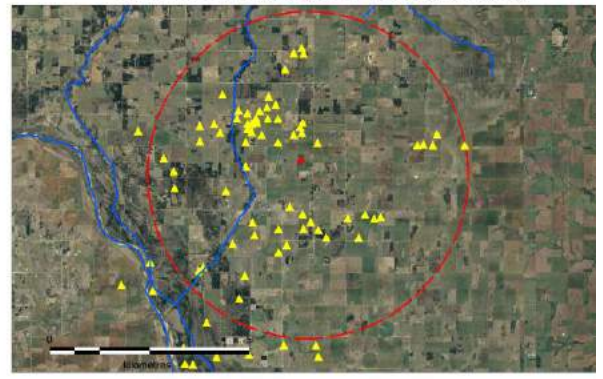
Импактная структура Сьерра-Мадера (Sierra Madera)



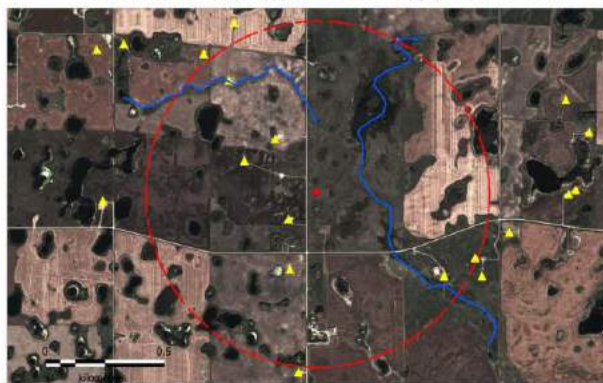
Импактная структура Маркез (Marquez)



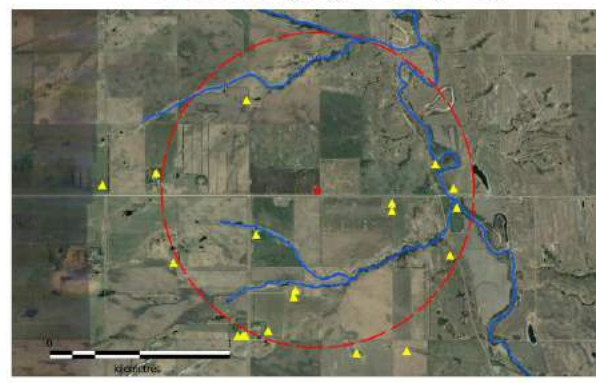
Импактная структура Стин-Ривер (Steen River)



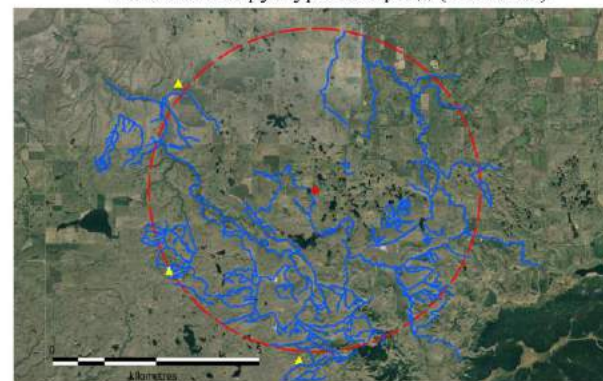
Импактная структура Эймс (Ames)



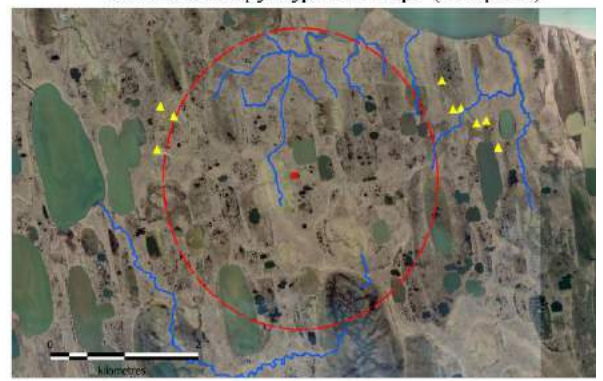
Импактная структура Вьюфилд (Viewfield)



Импактная структура Ньюпорт (Newport)



Импактная структура Игл Бат (Eagle Batte)



Импактная структура Авак (Avak)

Рис. 3.1. Розташування продуктивних св. на ВВ по відношенню до річкової мережі деяких імпактних структур.

долинах, що формуються седиментаційно-біогенними осадами річкових систем.

Заповнення метанорозчинними субстратами тріщинних обсягів ударного походження неминує призводить до міграції надлишків газової складової, принесеної водогазовим потоком, і неможливості прийняття цих газів лімітуючими обсягами тріщинних зон кристалічних порід. Вони генеруються в прирозломних зонах осадового чохла, зонах прогинів, річкових системах, на площах розвитку астроблем.

Формування родовищ ВВ і їх прогностичні характеристики необхідно досліджувати системно в гідролого-геологічному часовому розрізі і з урахуванням впливу геоструктурних і гідролого-гідрогіологічних особливостей зон прогинів.

В роботі як приклад наведено 14 імпактних структур з промисловою нафтогазоносністю, які знаходяться у восьми осадових басейнах, з яких видобувають ВВ. Усі вони розташовані у відомих нафтогазоносних провінціях (див. табл. 2.1) та мають всі ознаки наведених критеріїв нафтогазоносності осадового чохла, площ підкратерів (прогинів) з елементами розломних зон, необхідні формуючі елементи кругообігу речовини в природі від верхніх первинних водогазорозчинених субстратів до мантійних процесів, що продукують вуглеводневі сполуки по трубах дегазації.

Узагальнюючий матеріал з видобутку нафти та газу в імпактних структурах Америки та Канади наведений на рис. 3.2, де відображено місця розташування продуктивних свердловин на видобуток ВВ.

Комплексний аналіз геологічних, гідрогіохімічних показників особливостей складу і стану підземних вод у межах імпактної структури і прилеглих територій також свідчить про наявність покладів ВВ у структурі опосередковано або безпосередньо впливає на їх гідрогіохімічні показники

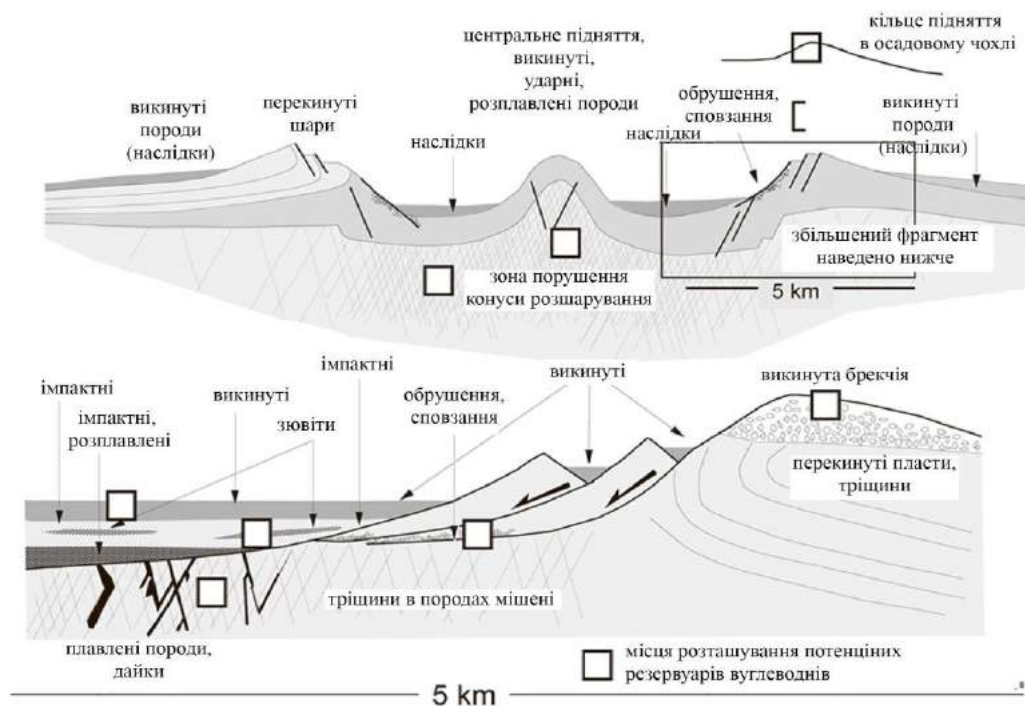


Рис. 3.2. Схема розташування потенційних резервуарів ВВ у межах імпактних структур за Н.Д. Тjла [4]

та відносно низький вміст сульфатів, зниження рівня водневого показника, підвищена концентрація амонійного азоту, вуглекислого газу, значна окислюваність. Ці фактори дозволяють визначити та використати гідрогеологічні критерії оцінки перспективності імпактних структур на поклади ВВ.

Висновки до розділу 3

На основі комплексних гідрологічних та гідрогеологічних досліджень вперше розглянуто складний процес формування вуглеводневих родовищ в імпактних структурах (астроглемах), де за таксономічну одиницю прогнозного районування імпактних структур і прилеглих територій приймаються площі річкових басейнів.

Однією з найважливіших формуючих характеристик родовищ ВВ є водорозчинність вуглеводневих газів.

Аналіз світового досвіду вивчення імпактних структур (астроблем) свідчить, що у більшості випадків нафтогазоносні райони розташовані в центральних частинах структур (кратерах, прогинах на місці кратеру), здебільшого на бортах структури, одночасно такі зони пов'язані з річковими системами.

Такий науково-методичний підхід до умов формування покладів ВВ в імпактних структурах дозволяє вже на перших етапах пошукових робіт більш аргументовано визначати прогнозну наявність покладів ВВ.

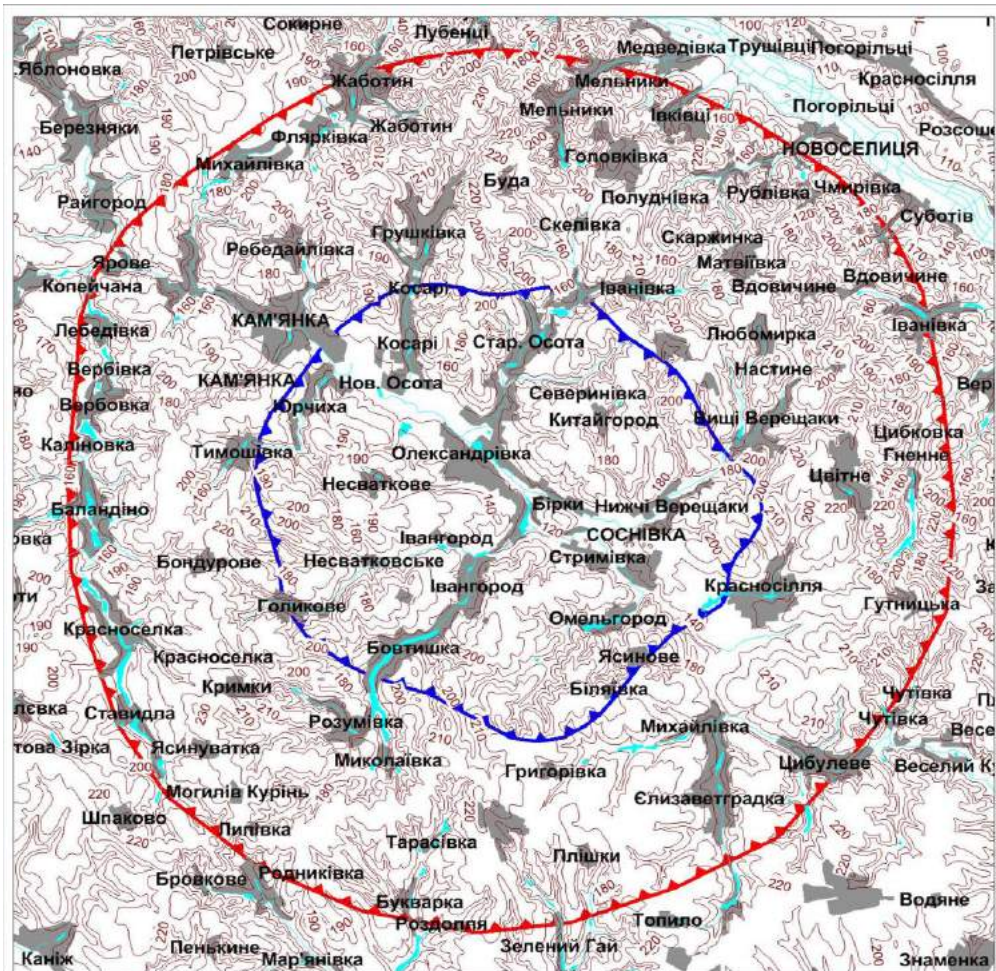
Список використаних джерел до розділу 3

1. Багрій І.Д. Гидрогеоструктурные особенности формирования месторождений углеводородов импактных структур на примере Болтышской астроблемы. *Геол. журн.* 2017. № 2 (339). С. 5-34.
2. Багрій І.Д. Фундаментальні розробки підгрунтя нових концепцій та високоефективних пошукових технологій (підземні води, вуглеводні). Київ: Фоліант, 2017. С. 470-526.
3. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. [У 8кн.] Кн.7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита. Київ: Ніка-Центр, 2013. 368 с.
4. Tjla H.D. Potential of impact – structuren hydrocarbon plays is continental Southteast Asia. *Geological sucieti of Malaysia. Bull.* 49. April 2006. P. 111-117.

РОЗДІЛ 4

ГЕОЛОГО-СТРУКТУРНІ ОСОБЛИВОСТІ ТА ГІДРОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНІ УМОВИ БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ

Бовтиська імпактна структура розташована на межі Кіровоградської і Черкаської областей, в басейні р. Тясмин, правого притока р. Дніпро. В центральній частині структури розташоване м. Олександрівка (рис. 4.1).



1



2

Масштаб 1:400 000

Рис. 4.1. Схема положення Бовтиської імпактної структури на топографічній основі.

Контури: 1 – кратера за [30], 2 – передбачуваного кільцевого валу за результатами дешифрування матеріалів дистанційних досліджень (вик. Янцевич О.О.)

На денній поверхні над структурою рельєф характеризується наявністю пологої, практично ізометричної депресії, діаметром біля 24 км. Абсолютні відмітки поверхні центральної частині депресії змінюється від 150 до 165 м над рівнем моря. В крайових частинах рельєф підвищується і відмітки становлять 180-200 м (у межах передбачуваного кільцевого валу).

Западина Бовтиської структури (кратер імпактної структури) знаходиться в межах верхньої течії р. Тясмин (рис. 4.2). До центра структури в радіальних напрямках стікаються притоки р. Тясмин. Всі ці річки зливаються з утворенням р. Тясмин у 3 км на південний схід від центра западини. Далі р. Тясмин тече в північно-західному напрямку і прорізає передбачуваний кільцевий вал кратера імпактної структури в районі м. Кам'янка в 16-18 км від центра структури. В руслі річки виходять кристалічні породи. По обох берегах, в глибокому каньйоні (8-10 м) спостерігаються катаклазовані граніти.

На космічних знімках Бовтиська структура простежується нечітко. Геоморфологічний аналіз знімків (LandstETM), виконаний за допомогою комп'ютерної програми «Global Mapper», дозволяє розглядати положення Бовтиської структури у сучасному рельєфі як конусну депресію (рис. 4.3). Максимальні відмітки вододілів, можливо, вказують на положення або знаходження кільцевого валу структури. В цілому, за даними дешифрування та інтерпретації космічних знімків Бовтиська структура віднесена до класу КС.

4.1 Геолого-геофізична вивченість

Бовтиська імпактна структура належить до одного з найбільш вивчених геологічних об'єктів України. Це пов'язано з тим, що тут виявлено та розвідано родовище горючих сланців. У науковій літературі широко обговорювалось походження Бовтиської западини, і впродовж її вивчення

існували різні точки зору її виникнення (накладена западина, вулканоструктура, астроблема та ін.) [1-10].

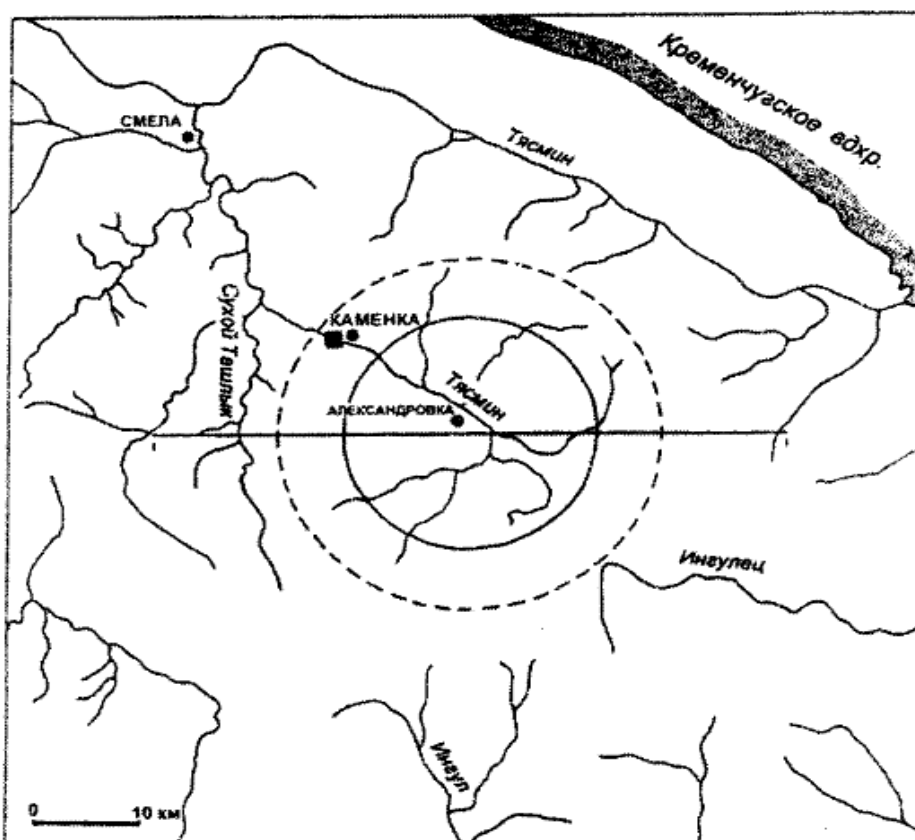
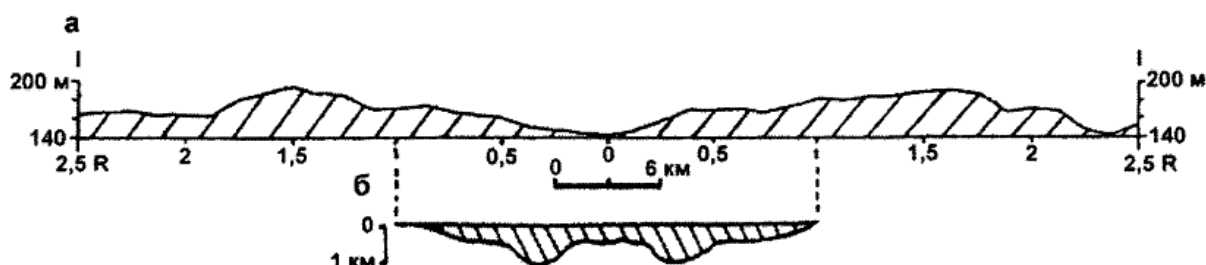


Рис. 4.2. Будова сучасної гідромережі в районі Бовтиської імпактної структури за [11]. Контур кратера зображено суцільною лінією, вісь морфологічно визначеного валу депресії – пунктир (Ямниченко А.Ю., 2005 р.), I-I – положення морфологічного профілю Бовтиської структури. Вихід на денну поверхню кільцевого валу кратера зображено квадратом



Морфологічний профіль Бовтиської імпактної структури (а) і морфологічний розріз кратера в кристалічних породах основи за Ямниченко А.Ю. [11]

Наявність біля с. Бовтишка западини в КФ, вивпненої осадовими породами мезо-кайнозойського віку, вперше була встановлена Л.Г. Ткачуком в 1930-1932 рр.

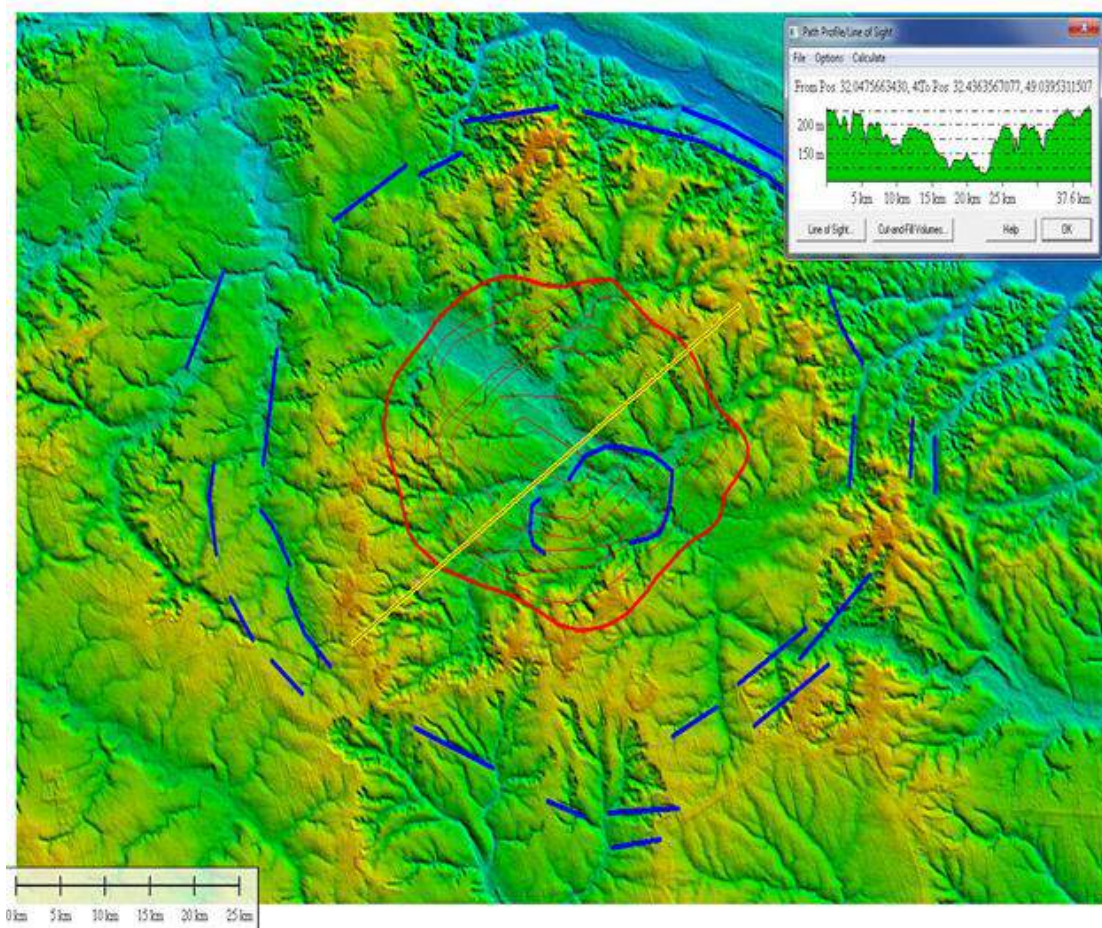


Рис. 4.3. Вираженість Бовтиської КС у 3D рельєфі сучасної земної поверхні та геоморфологічний профіль (ізолініями відображено поверхню фундаменту Бовтиської структури) [12]

1 – контур кратера за [30]; 2 – фрагменти КС за дешифруванням матеріалів дистанційних досліджень (вик. Янцевич О.О.); 3 – геоморфологічний профіль

На походження Бовтиської структури, як було наведено в 1 розділі, існували та існують різні точки зору. І.Є. Слензак (1946 р.), Г.М. Козловська (1971 р.) та ін. вважали, що Бовтиська депресія є грабенем і витягнута в субмеридіональному напрямку як затока ДДз.

Геофізичними роботами (гравіметрія, магніторозвідка, сейсмозвідка) (І.В. Горячко, 1948 р.; Л.Ф. Поллипас, Є.В. Гаврилук, 1951 р.; А.В. Тесленко, 1955 р.; А.Д. Корнет, І.І. Красюк, 1955 р. та ін.) було встановлено, що на гравіметричних картах западина виділяється як великий мінімум та має диференційоване магнітне поле. Результати геофізичних робіт дозволили зробити висновок, що западина в КФ є замкнутою та її зв'язок з ДДз відсутній. Глибина западини визначалась від 600 до 1500 м.

В 1953-1954 рр. Петриківською геологічною партією під керівництвом Галаки А.Є. був пройдений профіль із трьох св. Одна з св. перебурила товщу осадових порід і на глибині 504 м увійшла в КФ. У товщі бучакських відкладів було розкрито п'ять пластів горючих сланців. Інші дві св. підтвердили ці результати.

В.А. Голубєв при проведенні геологічної зйомки масштабу 1:200 000 аркушу М-35-XXVII (Чигирин) (1960 р.) у межах Бовтиської структури вперше розкрив вулканічні туфи і лави кислого складу.

Більш інтенсивне вивчення геологічної будови Бовтиської западини було розпочато після 1964 р. у зв'язку з проблемою твердого палива – горючих сланців. На території її розташування проводились геологічні зйомки масштабу 1:50 000 (В.К. Рябчун, В.Г. Злобенко, В.П. Брянський, Г.М. Карпов, М.Ф. Піддубний, В.О. Поповіченко). Ці роботи дозволили значно змінити погляди та уявлення щодо геологічної будови структури, стратиграфії вивірюючих осадових порід, положення в розрізі шарів так званих туфів, вулканічних лав, брекчій різного складу, а також горючих сланців. Змінювались погляди на походження, природу, вік утворення Бовтиської западини та покладів горючих сланців від вулканічно-тектонічної структури (Ю.Б. Басс, А.І. Галака, В.К. Грабовський, 1967 р.), до ударно-метеоритної (В.П. Брянський, В.Г. Злобенко, В.К. Рябчун, 1978 р.) або метеоритно-вибухової (В.А. Голубєв та ін., 1974 р.)

Найбільш значний вклад у вивчення геологічної будови Бовтиської западини внесли роботи Південноукраїнської ГРЕ під керівництвом

В.К. Грабовського під час проведення геолого-пошукових робіт на горючі сланці в районах Бовтиської і Ротмистрівської котловин (1964-1968 рр.) і попередньої розвідки Бовтиського родовища горючих сланців (1967-1969 рр.) [4, 13, 14]. На ділянці робіт (Бовтиська котловина і її обрамлення) було пробурено біля 500 св., з них 79 св. досягли КФ, в 20 описані ударнорозплавлені породи, туфи, туфобрекчії, вулканолави (рис. 4.4). Більшість св. розкрила повний розріз осадового чохла, в тому числі п'ять горизонтів (шарів) горючих сланців (рис. 4.5).

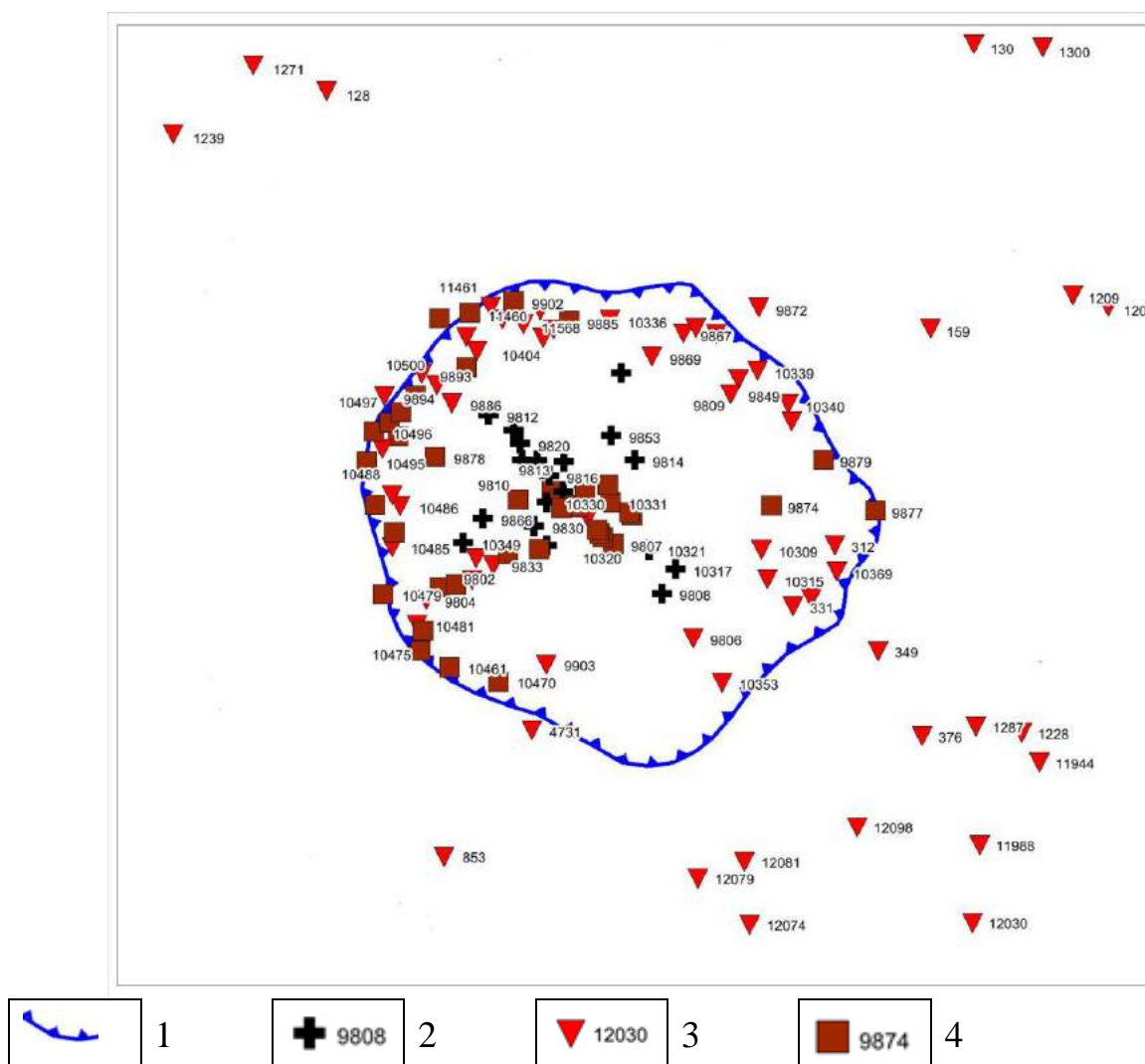


Рис. 4.4. Схема розташування св., які розкрили імпактні породи і породи фундаменту Бовтиської западини та прилеглих територій (за матеріалами Грабовського В.К., 1967-1969 р. та ін.)

1 – контур Бовтиської западини за [30]; св., які розкрили: 2 – породи імпактного комплексу, 3 – породи КФ, 4 – катаклазовані породи КФ

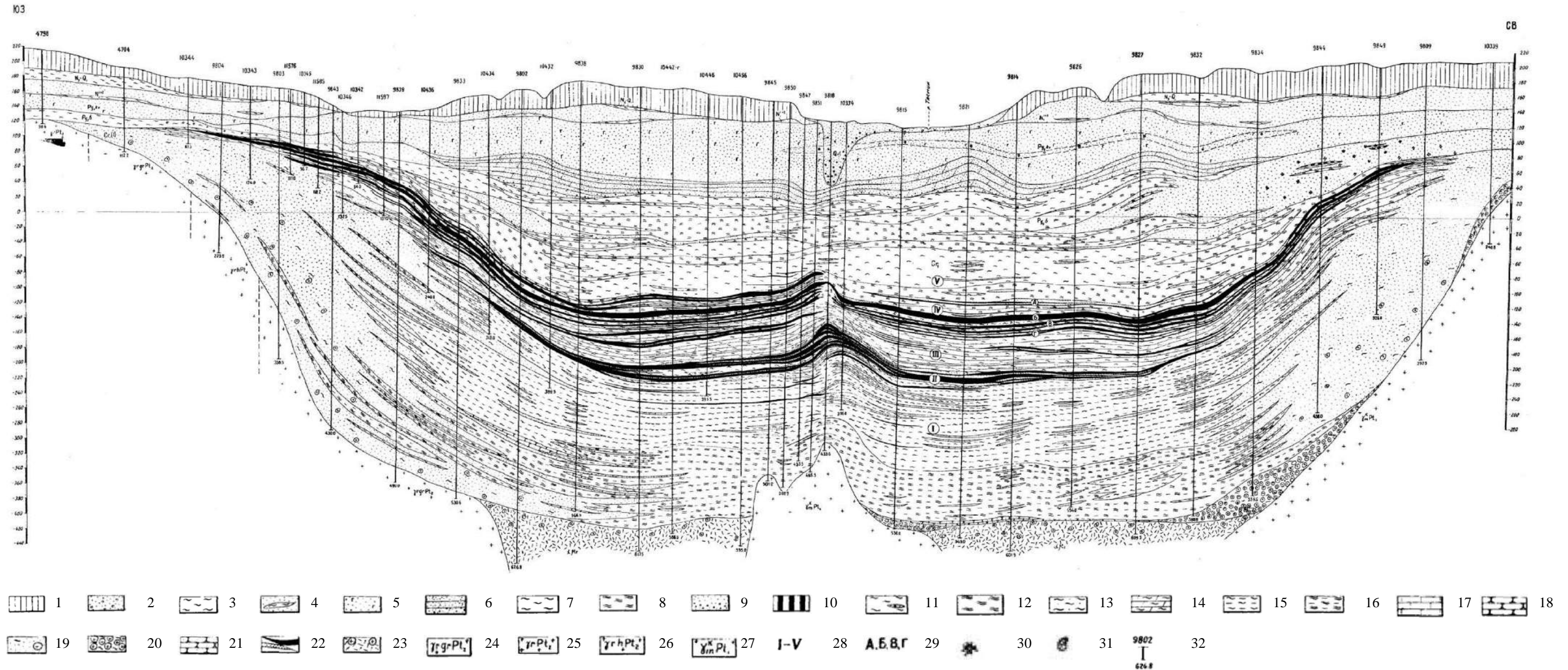


Рис. 4.5. Геологічний розріз Бовтиської структури за Грабовським В.К. [13]

Четвертинна система Q: 1 - делювіальні і еолово-делювіальні відклади, суглинки, 2 - алювіальні відклади, піски гравійні, галька горючих сланців і кристалічних порід; **нерозчленованні відклади неогенової і четвертинної систем N₂-Q₁:** 3 - глина з карбонатними стяжками, плотна; **неогенова система N₁¹⁻²:** 4 - пісок кварцевий з лінзами глин; **палеогенова система Pg₂, Київська світа Pg₂kv:** 5 - пісок глауконіто-кварцевий, 6 - пісок мергелястий в підшві різнозернистий, мергель пісчаний; **Бучакська світа Pg₂b:** 7 - глина шарувата, гумусірована, 8 - алевроліт масивний; 9 - пісок дрібно-середньозернистий в підшві різнозернистий, полевошпато-кварцевий, 10 - вугілля буре; **крейдова система - Cr₁ (I):** 11 - глина масивна з лінзами сидерита, 12 - алеврит масивний, 13 - аргіліт масивний, 14 - глина мергеляста, комкувата; 15 - сланець глинистий, листуватий, 16 - алевроліт тонкошаруватий, тонкоплітчастий, масивний, 17 - вапняк кремністо-глинистий, 18 - пісковик кварцевий, з карбонатним цементом, 19 - пісок глинистий з уламками порід, 20 - брекчія осадова; 21 - пісковик тонкозернистий, туфогенний, 22 - сланець горючий с А^c до 70% і сланець горючий с А^c 70%-75%; **мезозой -MZ:** 23 - трахідацити, лава трахідацитова з уламками гранітів; **Протерозой Pt, Коростеньський комплекс:** 24 - граніти парфіровідні середньо і крупнозернисті, амфіболіто-біотитові з гіпідіоморфозернистими структурами, 25 - граніти рапаківі, 26 - рапаківі і рапаківіподібні граніти, з асимілірованим матеріалом основних порід; **Кіровоградський комплекс:** граніти і магматити крупнопарфіробластичні; 28 - горизонти продуктивної товщі; 29 - пласти горючих сланців; 30 - вуглистість; 31 - місця знахідок фауни; 32 - бурові св., їх номери і глибина

Таким чином, вперше на Бовтиській западині (котловині) був розкритий повний геологічний розріз. Встановлено, що осадові породи залягають на гранітах кіровоградсько-житомирського комплексу та вулканогенно-осадових породах мезозою (за визначенням авторів робіт). В центральній частині котловини – куполоподібне підняття КФ. Стратиграфічна колонка геологічного розрізу дозволяє встановити вікову послідовність осадових та вулканогенно-осадових порід і деякі особливості їх утворення. Були визначені запаси і ресурси Бовтиського родовища горючих сланців, охарактеризовані літологічний та хімічний склад горючих сланців і розглянуті перспективи їх використання як енергетичної сировини.

Оцінка горючих сланців Бовтиського родовища як джерела енергетичної сировини була виконана різними спеціалізованими організаціями бувшого Радянського Союзу і УРСР протягом багатьох років. В результаті встановлено, що сланці можуть бути використані як паливо для електростанцій, для одержання моторного палива, мастил, висококалорійного газу, парафіну, азотних сполук, поверхнево активних речовин, гербіцидів тощо. Відповідні розрахунки дозволяють припустити, що із смол Бовтиського родовища можна витягнути 800 млн т сирової нафти. Як джерело природного газу сланці не вивчалися. Найбільш повна характеристика горючих сланців Бовтиської западини та перспективи їх використання висвітлені в роботах Михайлова В.А. та його колег [7, 15, 16, 17].

Системне узагальнення, аналіз і наукове обґрунтування висновків щодо цих матеріалів, а також публікацій і лабораторних досліджень метаморфізму в породах Бовтиської структури встановив В.Л. Масайтіс (1973, 1974 р.). [6, 18, 19] (рис. 4.6).

В наступні десятиліття різними дослідниками (вченими, виробниками) напрацьований новий великий матеріал по будові кратерів ударного метаморфізму, петрографо-мінералогічним особливостям складу порід імпактного походження. Розглядалися питання щодо віку утворення деяких

кратерів і стратиграфії вивопнюючих осадових товщ. З'явилися численні публікації з цього питання [20, 21, 22, 23, 25, 26, 27].

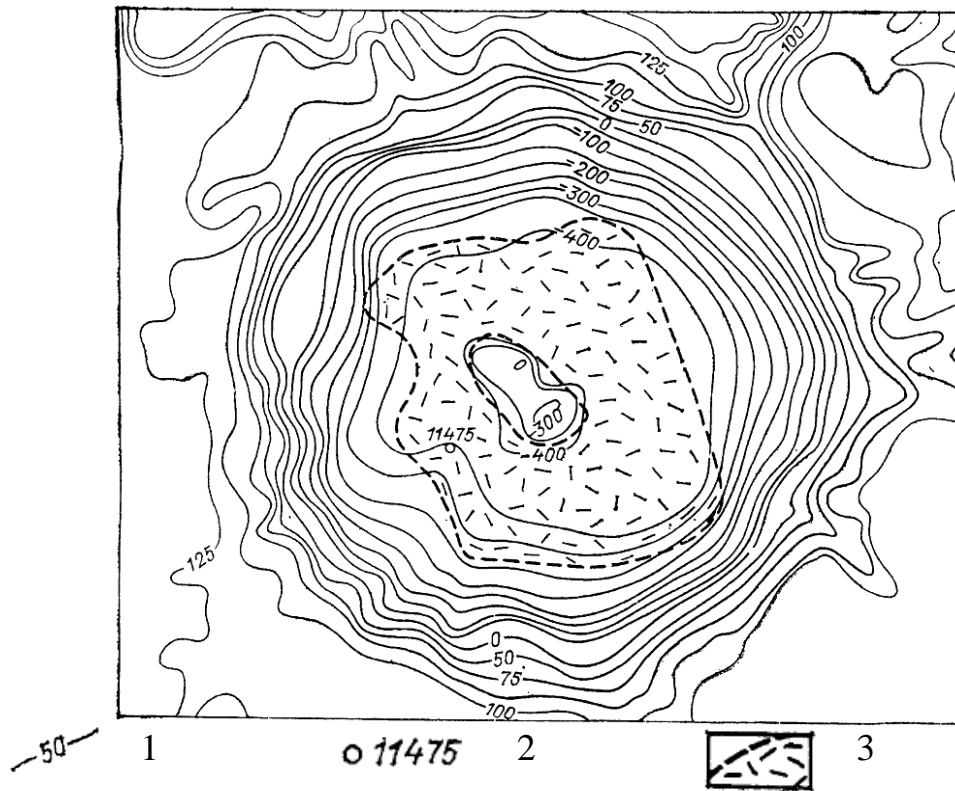
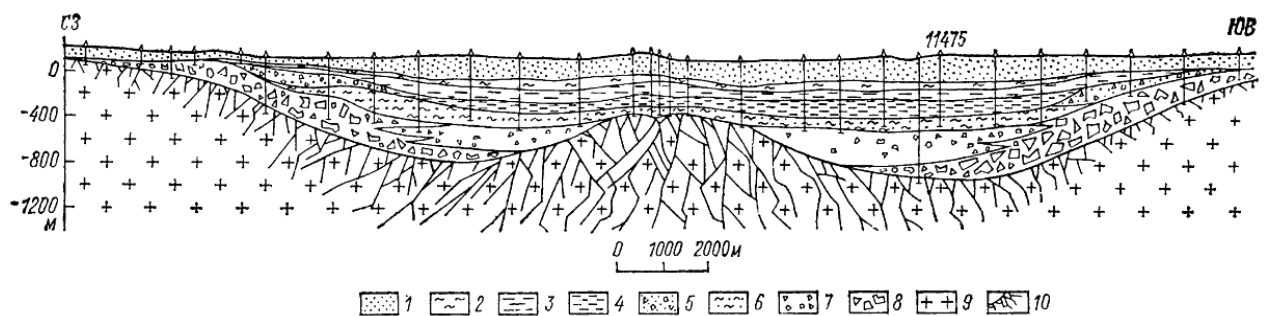


Рис. 4.6. Схема ізогіпс поверхні первинного видимого дна Бовтиської астроблеми і геологічний розріз (складено за матеріалами Босса Ю.Б., Голубєва В.А., Грабовського В.К., Карпова Г.М., Юрка Ю.Ю. та ін.) [11]
1 – ізогіпси дна кратера; 2 – св. 11457; 3 – схематичний контур площі розповсюдження імпаکتитів



1 – четвертинні відклади – еоценові глини, піски, мергелі перекриваючого комплексу; 2-6 комплекс, що заповнює (2 – еоценові-палеоценові глини, 3 – верхньокрейдові горючі сланці, глини, алевроліти, 4 – нижньокрейдові глини з прошарками алевролітів, 5 – нижньокрейдові піски з брилами кристалічних порід, 6 – нижньокрейдові алевроліти, пісковики, прошарки карбонатних порід); 7, 8 – коптогенний комплекс (7 – тагаміти з рідкими брилами кристалічних порід, 8 – аллогенна брекчія); 9 – граніти та ін. кристалічні породи цокольного комплексу; 10 – зони тріщинуватості порід (аутигенна брекчія)

Вивчення складу порід і будови Бовтиської структури Гожицом П.Ф., Вальтером А.А., Рябенко В.А., Гуровим Є.П., Гуровою Є.П. дозволило віднести її до ударно-метеоритних кратерів, що знайшло відображення в публікаціях [9, 10, 11, 23, 27].

Дослідження геологічної будови Бовтиської западини продовжувалось при проведенні ГРР. Основним і найбільш повним джерелом для висновків про літологію, склад, стратиграфічне положення, потужність виповнюючих відкладів западину в КФ стали результати буріння св. № 11475, яка досягла фундаменту на глибині 1142 м (Поповіченко В.О., 1972 р.).

У 1984 р. в південно-східній частині структури була пробурена св. № 50 глибиною 750 м. Призначення св. – вивчення імпактних порід і демонстрація керну учасникам XXII сесії Міжнародного геологічного конгресу [24, 28, 29]. В 2008 р. у західній частині кратера за проектом Гурова Є.П. за замовленням Единбургського університету (Великобританія) пробурена св. № 42 глибиною 597,8 м для вивчення повного розрізу товщі відкладів, що утворились після удару метеорита.

В 1950-1952 рр. при виконанні ГРР масштабу 1:200 000 в межах Бовтиської западини п'ять св. вперше розкрили породи, схожі з вулканогенними утвореннями типу туфолав кислого складу. Умовно вони були віднесені до трахідацитів (Голубев В.А.). В 1969 р. Голубев В.А. висловив припущення про метеоритно-вибухове походження самої Бовтиської западини і виповнюючих її ефізувоподібних утворень. Перший короткий опис ударно-метаморфічних утворень Бовтиської астроблеми та їх генезису був опублікований в 1974 р. (Голубев В.А., Карпов Г.М., Поповіченко В.О.) [12].

Перший, найбільш повний комплекс чітко виражених петрографічних ознак ударних порід імпактних структур за кордоном відображено в монографічних роботах Гурова Є.П., Гурової Є.П. (1991 р.) [22] і Гурова Є.П., Гожица П.Ф. (2006 р.) [11]. Значна увага в цих роботах приділена Бовтиській структурі.

Бовтиська структура розглядається в цих роботах як найбільш крупний кратер не тільки на УЩ, а і на всій південній частині Східноєвропейської платформи. Детально охарактеризовані морфологія поверхні і внутрішня будова кратера, склад, мінералогічні, петрографічні, геохімічні особливості порід і мінералів імпаکتного комплексу і встановлений вік утворення Бовтиської імпаکتної структури (рис. 4.7).

На основі цих матеріалів автори прийшли до висновку, що Бовтиський кратер є складною імпактною структурою з центральним підняттям. Глибина структури в межах внутрішнього кратера від сучасної поверхні до поверхні КФ (істинного дна кратера) становить близько 1000 м.

У вищевказаних роботах розглядаються також питання складу та розповсюдження порід (брекчій, горизонтів валунів, гальки, уламків кристалічних порід), що утворилися внаслідок екзогенних викидів метеоритного удару. За висновками авторів вони є свідцтвом і підтвердженням метеоритної катастрофи та віднесення Бовтиської западини до імпактних структур.

Як імпактна структура Бовтиська котловина розглядається авторами Державної геологічної карти України, масштаба 1:200 000, аркуш М-35-XXVII (Знам'янка) [30]. Уявлення авторів відображені на рис. 4.8. Потрібно відмітити, що глибина котловини (від денної поверхні до КФ) на геологічному розрізі визначена як 600 м, хоча достовірно відомо, що місцями вона перевищує 1000 м.

Походження, склад порід, особливості будови Бовтиської структури наведені в багатьох опублікованих роботах [11, 12, 24, 31]. В окремих роботах структура розглядається як тектоно-магматична (Радзівіл А.Я., 1973, 1976 р.) [32, 33], вибухова (Ваганов В.І., 1985р.) [34] або ендегенна центрального типу (Федоришин Ю.І., 2011 р.)[35].

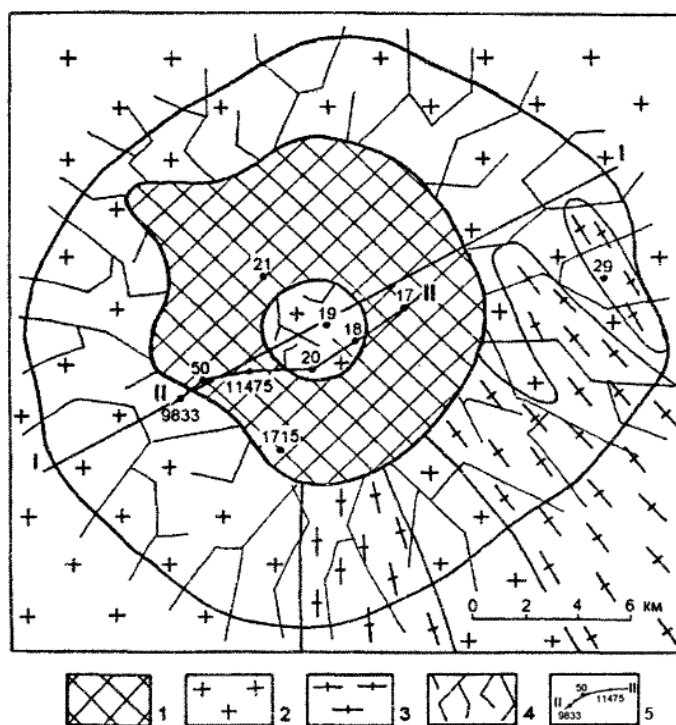
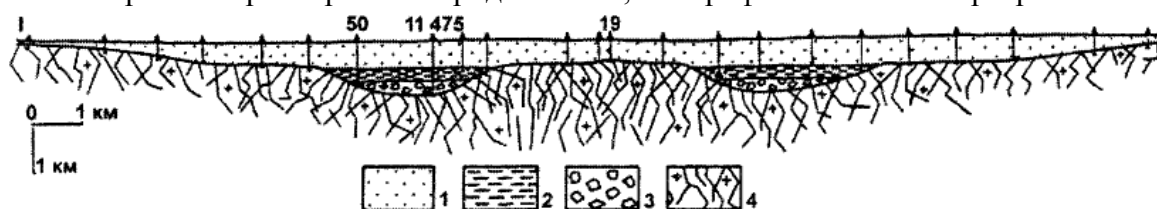


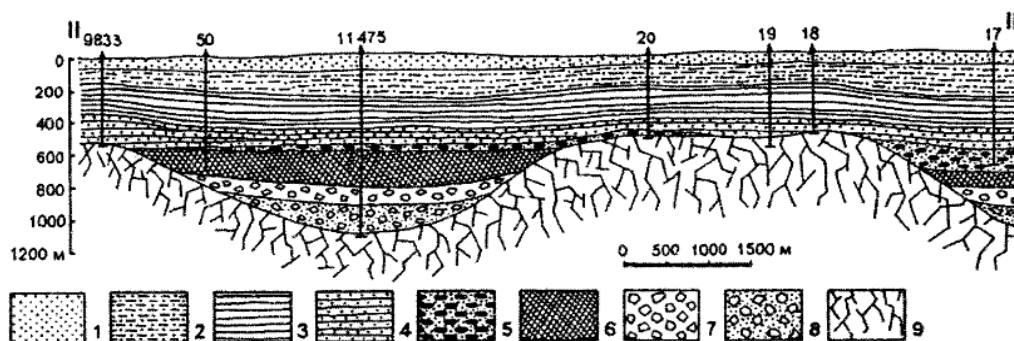
Рис. 4.7. Схема геологічної будови Бовтиської імпаکتної структури [11]. Посткратерні відклади зняті. Кільцеподібне пластова тіло ударнорозплавлених порід оточує центральне підняття і займає глибокий внутрішній кратер астроблеми

1 – ударнорозплавлені породи; 2 – кіровоградські порфіробластові граніти; 3 – гнейси; 4 – аутигенні брекчії і брекчировані породи основи; 5 – профілі геологічних розрізів



Схематичний розріз I-I

1 – посткратерні осадки; 2 – ударнорозплавлені породи; 3 – брекчії, гірська мука; 4 – брекчировані і катаклазовані породи кристалічної основи



Схематичний розріз II-II (центральна частина імпаکتної структури)

1 – четвертинні і неогенові піски та глини; 2 – еоценові мергелі і піски; 3 – еоценові і палеоценові аргіліти і горючі сланці; 4 – палеоценові пісковики, піски і алевроліти; 5 – зювіти; 6 – розплавлені імпаکتити; 7 – аллогенні літичні брекчії, 8 – гранітна гірська мука; 9 – брекчировані і катаклазовані породи кристалічної основи

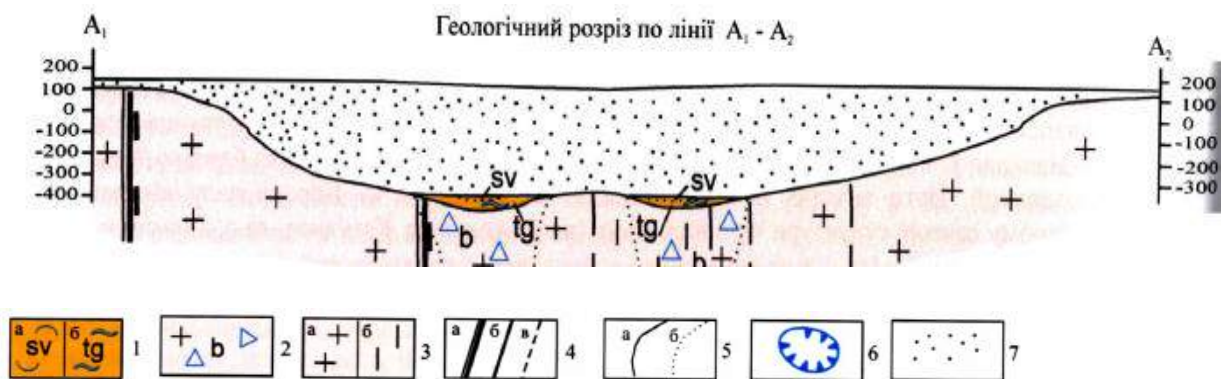
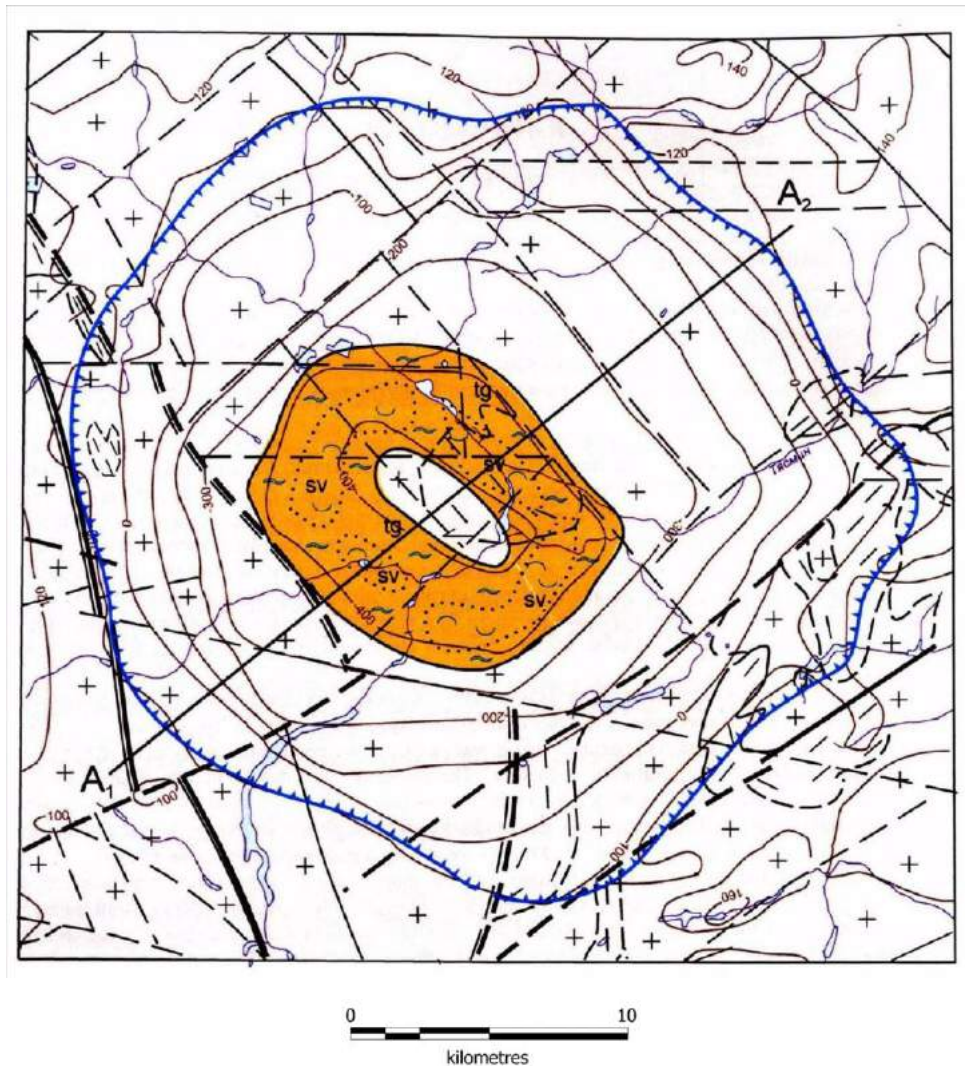


Рис. 4.8. Схематична геологічна карта Бовтиської котловини і геологічний розріз по лінії A₁-A₂ по КФ [30]

1 – імпульсні породи: зювіти (а) і тагаміти (б) палеогенового віку; 2 – вибухові алогенні брекчії; 3 – породи КФ: граніти (а), гнейси (б); 4 – розривні порушення: глибинні (а), головні регіональні (б), другорядні (в); 5 – границі між різновіковими (а) і одновіковими літологічними різновидами (б) порід; 6 – границя Бовтиської котловини; 7 – осадові породи (на розрізі)

4.2 Геолого-структурні особливості

Бовтиська імпактна структура, яка утворилась на межі крейди і палеогену (± 65 млн р.), має складну будову. Як найбільш крупні структурні елементи виділяються:

1. Кратер, діаметром 24 км і глибиною понад 1100 м, округлої форми. В кратері встановлено центральне підняття, висота якого над істинним дном становить близько 550 м. Підняття оточене кільцеподібним внутрішнім кратером діаметром 11-12 км.

2. Кільцевий вал, який в значній мірі еродований і спостерігається у вигляді фрагментарних залишків (в багатьох випадках вони лише передбачувані, а не такі, що спостерігаються фактично). За матеріалами дешифрування та інтерпретації космічних знімків кільцевий вал оточує кратер у вигляді кільця. Ширина валу близько 7 км, абсолютні відмітки поверхні у найвищих пунктах 180-200 м. Перевищення валу над оточуючим фундаментом складає 50-70 м. Залишок кільцевого валу спостерігається лише у північно-західній частині структури, де біля м. Кам'янка долина р. Тясмин розкриває катаклазовані граніти. На решті площі імпактної структури вони перекриті осадовими відкладами.

Бовтиська імпактна структура розташована в північній частині Кіровоградського тектонічного блоку УЩ. На планах, картах та геологічних розрізах різних дослідників вона виділяється як величезна западина (котловина) в породах КФ (рис. 4.9). Западина – це кратер імпактної структури.

В гравітаційному полі Бовтиська структура відображається локальною ізометричною аномалією негативного знаку діаметром 22-23 км (рис. 4.10).

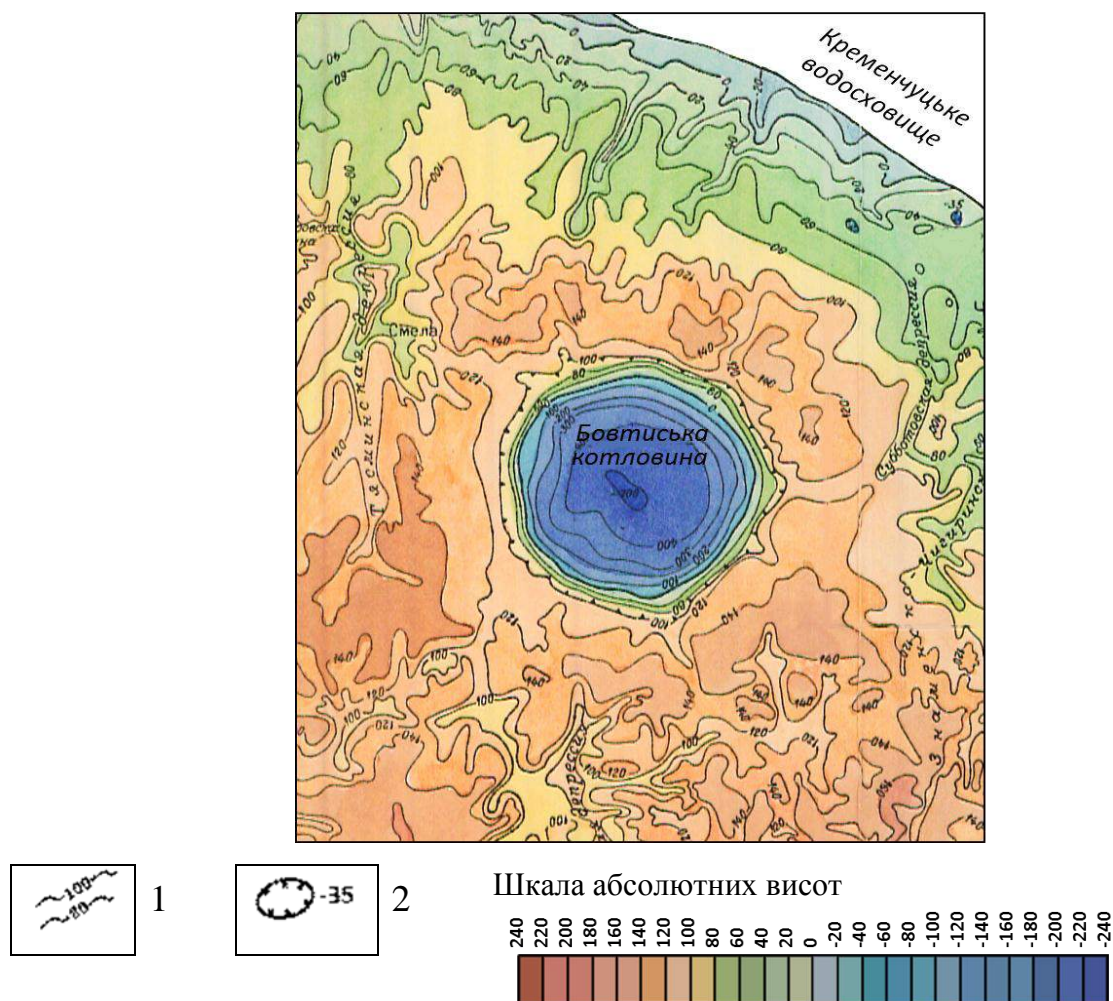
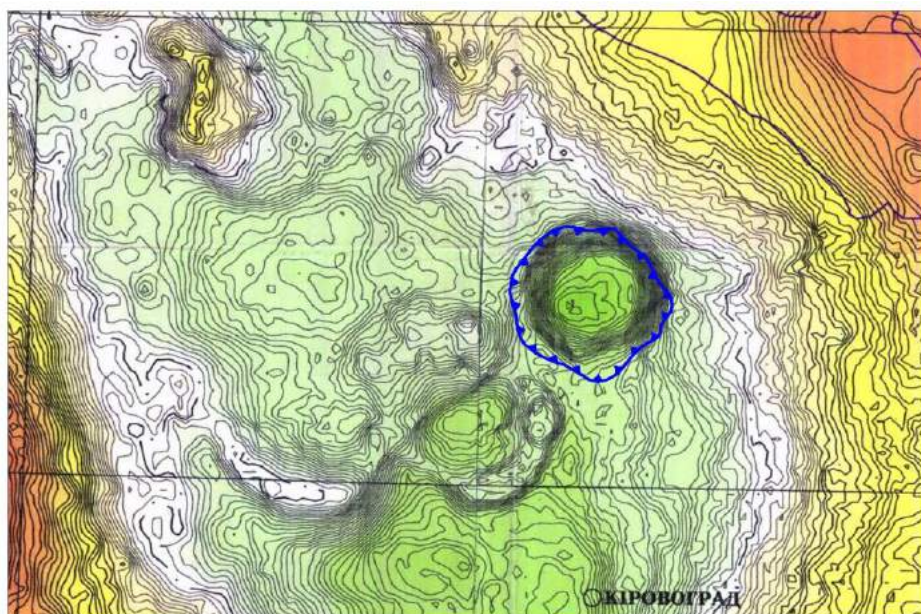


Рис. 4.9. Фрагмент карти гіпсометрії поверхні КФ і положення Бовтиської імпаکتної структури (Брянський В.П., 1980 р.). Масштаб 1:500 000

1 - ізолінії поверхні кристалічних порід або кори вивітрювання, проведені через 20 м;
2 - котловина в кристалічній основі

Мінімальне значення екстремуму в центральній частині кратера сягає майже 38 мГал. Амплітуда аномалії в залежності від напрямку змінюється від 17 до 31 мГал (за абсолютною величиною). Ізоаномалії периферійної частини сильно згущені і утворюють кільце з горизонтальним градієнтом, який дорівнює 6-8 мГал. У центральній частині кратера ізоаномалії суттєво розріджені, величина горизонтального градієнта зрідка сягає 1-2 мГал на 1км, в основному становлячи 0,75-1 мГал. Центральне підняття на карті аномального поля Δg_a , практично не відображається, хоча має досить значний діаметр. Не виділяються і інші структурні складові Бовтиської западини.



 шкала інтенсивності, мГал;


 контур Бовтиської імпактної структури за [30]

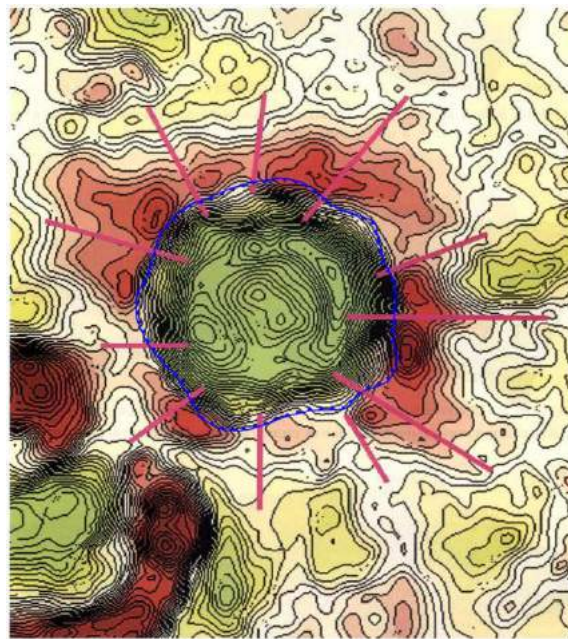
Рис. 4.10. Бовтиська імпактна структура на фрагменті Схеми гравітаційного поля України. Масштаб 1:1 000 000, (ПДГРП «Північгеологія», Нечаєва Т.С., Шимків Л.М. та ін., 2002 р.) з доповненнями автора

Очевидно, що крива Δg_a відображує не тільки 500-м осадову товщу, на її форму впливають також інші глибинні фактори. Також логічно зробити припущення, що крива Δg_a відображує не так рельєф поверхні ложа КФ, як наявність у котловині над КФ горизонту утворень, щільність яких відрізняється від щільності облямовуючих непорушених кристалічних порід і становить 2,18–2,36 г/см³.

У роботі Михайлова В.А. і колег [38] було розраховано ряд трансформацій гравітаційного поля, що на думку авторів дало можливість внести уточнення в структурний план кратера та розташованого навколо нього кільцевого валу.

З отриманих побудов визначено, що **кратер** виділяється концентричною негативною гравітаційною аномалією інтенсивністю від -4,5 до -11,5 мГал, причому, в самій аномалії виділяються окремі негативні

аномалії, які характеризують різні структурні елементи кратера (рис. 4.11). Зокрема, в його центрі виділяється локальна негативна аномалія овалоподібної форми північно-західного простягання, яка в плані фактично збігається з положенням центрального підняття кратера. Із заходу і сходу його облямовують дві локальні негативні аномалії сили тяжіння інтенсивністю відповідно -9,8 та -11 мГал, що відповідають глибоким частинам внутрішнього кратера. **Кільцевий вал** кратера представлений низкою позитивних локальних аномалій різної інтенсивності, що розташовані навколо центральної негативної аномалії. Місця розриву кореляції аномалій в плані відображають сітку радіальних розломів, яка виникла внаслідок імпактного процесу (див. рис. 4.11).





 - контур Бовтиської імпактної структури за [30];  – радіальні розломи

Рис. 4.11. Карта локальних аномалій гравітаційного поля ($R_{0,5\text{км}}$ - $R_{8\text{км}}$) Бовтиської структури з елементами тектонічних порушень (радіальних розломів) [38]

Петрогустинне математичне моделювання за результатами буріння геолого-пошукових св. дало [7] змогу відтворити реальну геологічну будову

Бовтиської структури з точки зору аномального гравітаційного поля і існуючого геологічного стану (рис. 4.12). Аномальне гравітаційне поле представлено точками на графіку, а підібране гравітаційне поле – суцільною кривою. Відносна похибка відхилень аномальних значень гравітаційного поля від підібраних не перевищувала 2% в крайових частинах розрізу, які пов'язані з кільцевим валом Бовтиської структури і зонами значних градієнтів сили тяжіння. На думку авторів, глибина залягання непорушених кристалічних порід фундаменту становить не менше ніж 1500 м, а потужність тріщинуватих гранітів у центральній частині структури сягає 450-900 м.

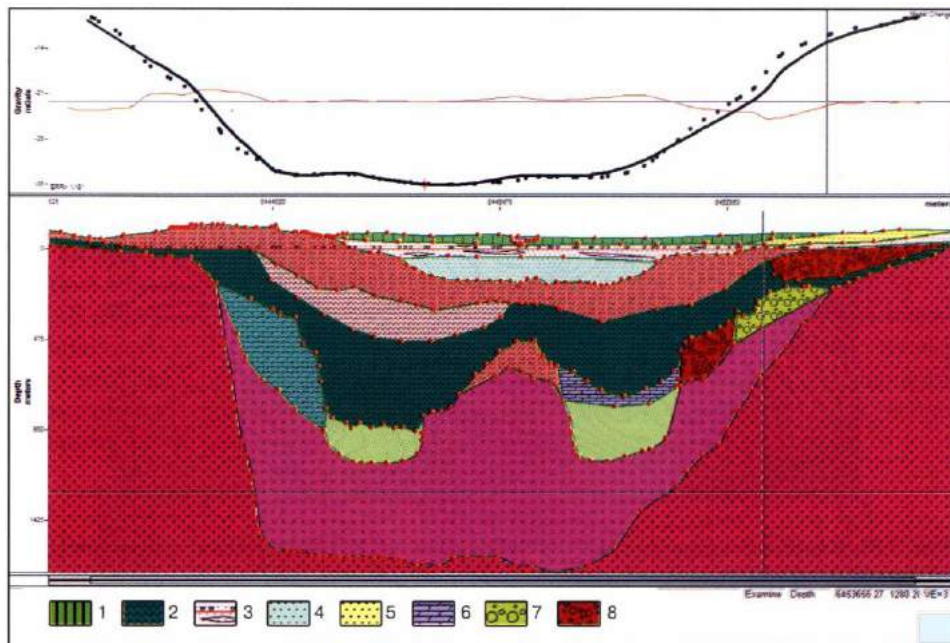


Рис. 4.12. Результати петрогустинного моделювання Бовтиської структури [38]

1 – делювіальні відклади, суглинки з включеннями карбонатів; 2 – глина з підпорядкованими прошарками алевриту; 3 – піски з прошарками глин; 4 – алювіальні відклади р. Тямин, пісок, мули, глини, галька, гравій; 5 – піски алювіального, частково еолового походження; 6 – вапняки сірі, кременисто-глинисті; 7 – піски крупнозернисті, глинисті з уламками порід; 8 – брекчії осадові

Результати петрогустинного математичного моделювання узгоджені з даними буріння св. і даними петрофізичного дослідження зразків найбільш розповсюджених гірських порід Бовтиської структури. Результати моделювання значно підвищують перспективність пошуків у кристалічних

породах центральної частини структури у відношенні можливих покладів ВВ.

Встановлено, що відкрита пористість порід Бовтиської структури змінюється від 4 до 40% (середня 22,2%) [7].

За значеннями коефіцієнта проникності більшість досліджених порід належить до IV-V класу колекторів (проникність низька і дуже низька – 0,014-0,819 фм² (1 фм²=0,981 мД), але деякі різновиди зювітів та імпаکتитів структури належать до III класу колекторів (проникність задовільна – 1,240-2,059 фм²).

В аномальному магнітному полі Бовтиська структура практично не відображається (рис. 4.13). Це легко пояснюється існуванням в її межах гранітів, які є слабомагнітними та недиференційованими в магнітному полі.

При використанні Карти аномального магнітного поля України (метод світлення рельєфу з вертикаллю 90°) Бовтиська структура виділяється як складна структура концентричної будови (рис. 4.14).

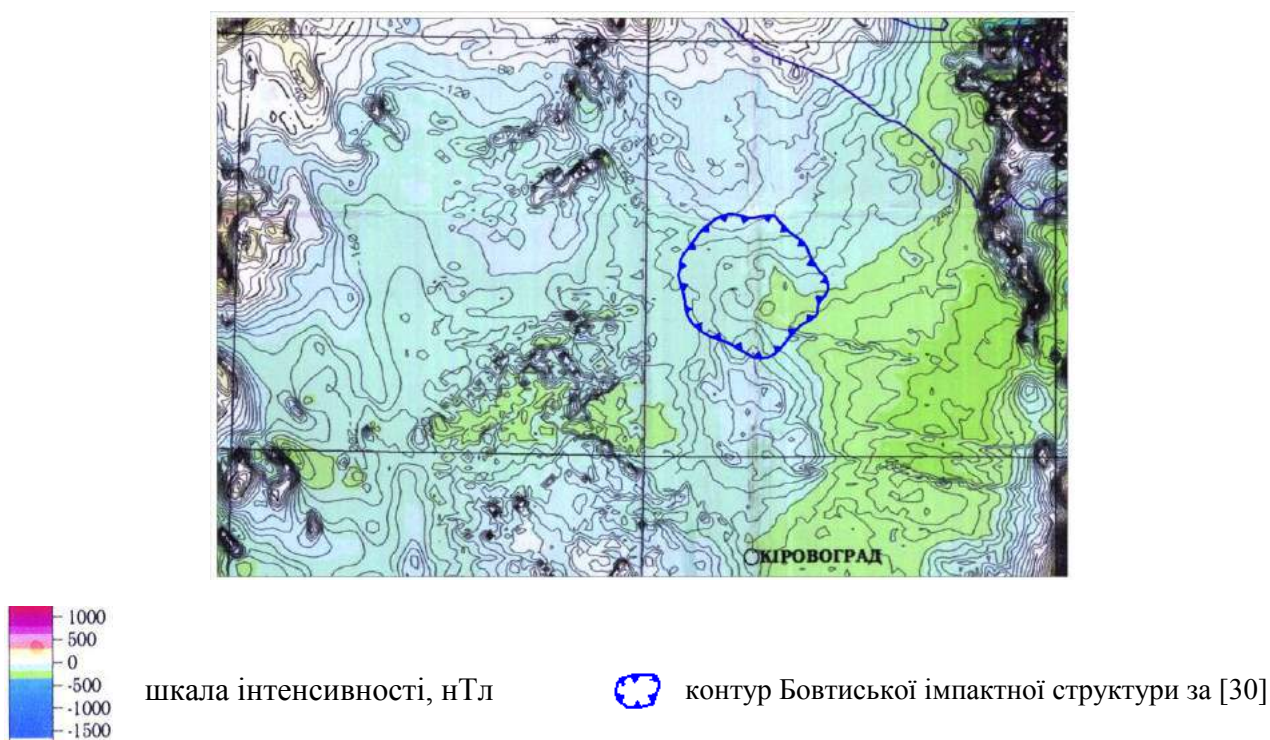


Рис. 4.13. Бовтиська імпактна структура на фрагменті Карти аномального магнітного поля України. Висота 200 м. Масштаб 1:1 000 000, (ПДГРП «Північгеологія», Нечаєва Т.С., Горкавко В.М. та ін., 2002 р.)

Положення Бовтиської імпактної структури по відношенню до структур різного порядку і порідних комплексів КФ УЩ характеризує рис. 4.15. При цьому КФ розглядається як цокольна частина структури (доударна матриця метеоритного тіла).

За схемою регіонального геолого-структурного районування КФ УЩ район Бовтиської структури входить до складу Кіровоградського блока першого порядку і одночасно знаходиться на перетині двох структурно-формаційних зон (СФЗ): Інгуло-Інгулецької і Кіровоградської.

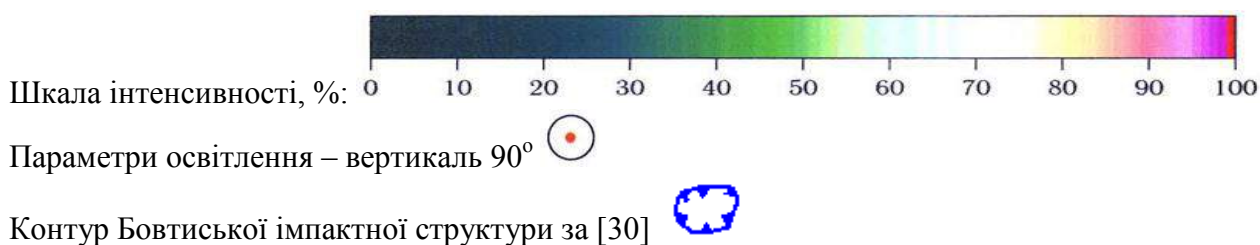
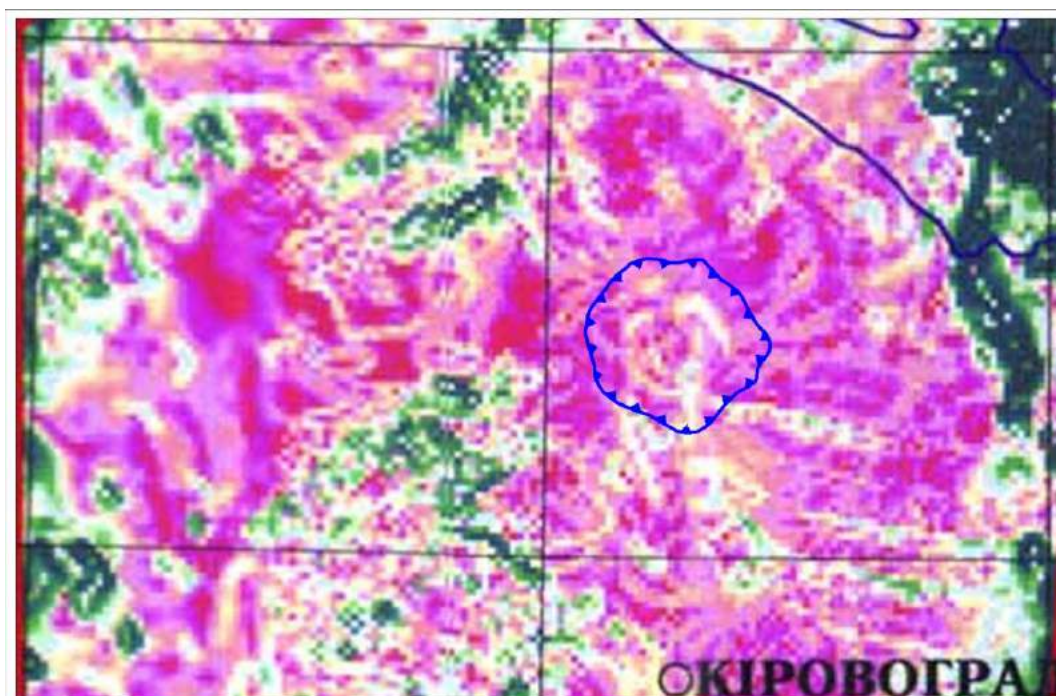
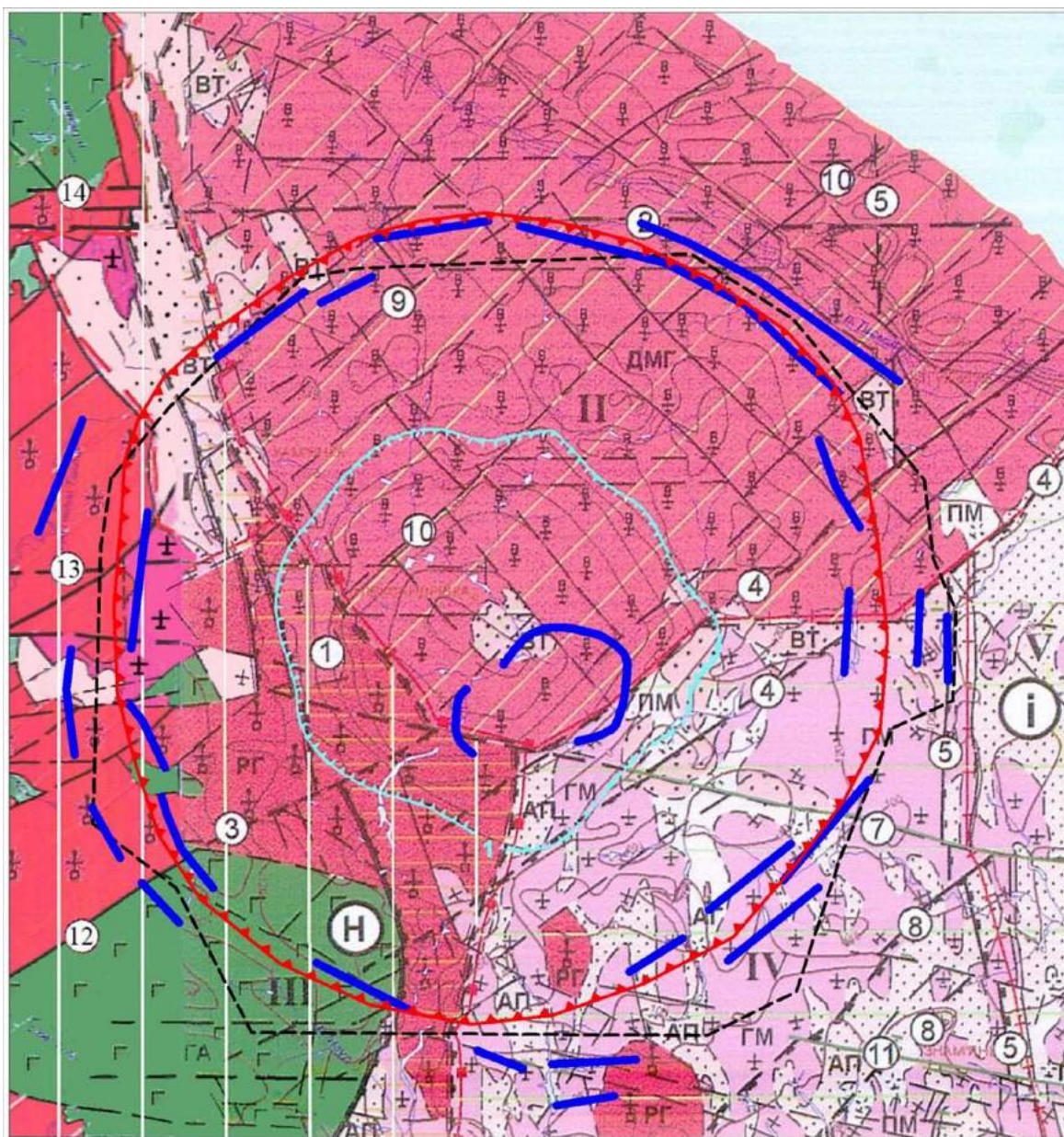


Рис. 4.14. Бовтиська імпактна структура на фрагменті Карти аномального магнітного поля України (метод освітленого рельєфу). Висота 200 м, масштаб 1:2 500 000. (ПДРГП «Північгеологія» Нечаєва Т.С., Горкавко В.М. та ін., 2002 р.)



Масштаб 1:400 000

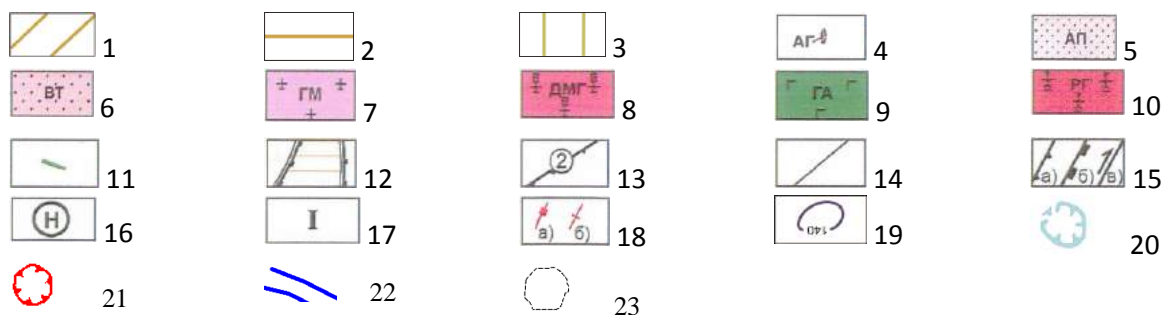


Рис. 4.15. Положення кратера Бовтиської імпаکتної структури, кільцевого валу і фрагментів КС по відношенню до структур КФ на основі Тектонічної схеми КФ. Аркуш М-36ХХVII, м-б 1:500 000 [30]

Умовні позначення до рис. 4.15

Структурно-формаційні зони: *Інгуло-Інгулецька*: 1 – Чигиринська підзона, 2 – Приінгульська підзона, 3 – *Кіровоградська зона*.

Структурно-речовинні комплекси

Метаморфічні утворення: 4 – прогеосинклінальний структурно-формаційний комплекс палеоархею, амфіболіт-гнейсова формація (аульська серія); 5 – протогеосинклінальний структурно-формаційний комплекс палеопротерозойської евіогеосинклінали, флішоїдна метаалевроліто-метапісковикова формація (чечеліївська світа); 6 – метавулканогенна кремнево-сланцева формація, метавулканогенно-метатеригенна підформація (верхня підсвіта спасівської світи).

Ультраметаморфічні інтрузивні утворення. Стадія орогенезу (консолідації кори континентального типу): 7 – формація граніт-мігматитова (кіровоградський комплекс), 8 – формація діорит-монцоніт-гранітова (новоукраїнський комплекс); протоплатформна стадія тектоно-магматичної активізації (корсунь-новомиргородський і дайковий комплекси): 9 – формація габро-анортозитова, 10 – формація рапаківі-гранітна, 11 – діабазова формація.

Розривні порушення: 12 – зона Кіровоградського глибинного розлому; 13 – головні регіональні розривні порушення: 2 – Тимошівсько-Галещинський; 3 – Глодоський; 4 – Чигиринський; 5 – Знам'янський; 7 – Цибулівський; 8 – Мар'ївський, 12 – Глодосько-Панчівський, 13 – Шполянський, 14 – Тимошівсько-Галещинський (Тарасівський); 14 – другорядні розривні порушення: 9 – Ревівсько-Худоліївський, 10 – Косарсько-Погорельський, 11 – Олександрійський; 15 – різновиди розломів: а) підкид; б) скид; в) здвиг.

Блокові структури Кіровоградського блока: 16 – блоки 2-го рангу: Н – Новоукраїнський, І – Інгульський; 17 – блоки 3-го рангу: І – Райгородський; II – Чигиринський; III – Корсунь-Новомиргородський; IV – Єлізаветградський; V – Знам'янський; 18 – межі блоків: а) 2-го, б) 3-го рангу; 19 – ізогіпси поверхні КФ (проведені через 20м); 0 – Бовтиська імпактна структура - контур кратера (западини в КФ); 21 - контур передбачуваного кільцевого валу (підтверджений даними дешифрування МКЗ; 22 – фрагменти КС за дешифруванням матеріалів дистанційних досліджень (вик. О.О. Янцевич); 23 - контур ділянки робіт СТАГГД

Цокольна частина кратера структури знаходиться в полі розвитку рапаківіподібних гранітів корсунь-новомиргородського комплексу (PR₂). Близько до центру кратера виділяється незначне за розмірами (близько 4 x 4 км) утворення метавулканогенної кремнево-сланцевої формації (спасівська світа сланців і гнейсів – PR₁). В оточенні кратера і в межах кільцевого валу також переважають рапаківіподібні граніти; на південному заході виділяється блок габро-анортозитів (PR₂); в північно-західній частині структури, в зоні Кіровоградського розлому закартовані діорит-монцоніт-гранітова формація, а також гнейси і сланці спасівської світи. Різка зміна

складу порід і структур КФ спостерігається в південно-східній частині структури (в закратерній частині і кільцевому валу), де виділяються поля флішоїдної метаалевроліт-метапіскової формації (чечеліївська світа – PR₁) і тіла гранітів і мігматитів кіровоградського (PR₁) та інгулецького комплексу (AR₂). Контакт між породами корсунь-новомиргородського і гранітоїдами кіровоградського та інгулецького комплексів знаходиться в зоні Чигиринського розлому скидового характеру (див. рис. 4.15).

У центральному піднятті кратера св. розкриті крупнобрилові брекчії ударно-метаморфізованих гранітів кіровоградсько-новомиргородського комплексу і гнейсів, які мають ознаки впливу гідротермальних процесів і вивітрювання.

Кора вивітрювання кристалічних порід у межах Бовтиської западини розмита.

Тектонічна будова району робіт

Тектонічні особливості району досліджень Бовтиської структури викладено за пояснювальною запискою до Державної геологічної карти України масштабу 1:200 000, Аркуш М-36-XXVII (Знам'янка), 2004 р. Структурно-тектонічне положення Бовтиської імпактної структури визначено на основі тектонічної схеми КФ (див. рис. 4.15).

В геолого-структурному плані район робіт має двоповерхову будову. Нижній поверх являє собою складчастий КФ, складений метаморфічними, інтрузивними і ультраметаморфічними утвореннями архею і протерозою. Верхній поверх складають пухкі недислоковані відклади мезокайнозойського чохла, а в північно-східній частині аркуша склад чохла доповнюють також відклади палеозою.

Згідно зі схемою регіонального геолого-структурного районування КФ УЩ район робіт входить до складу Кіровоградського блоку першого рангу, який є складовою частиною Центрально-Українського геоблоку.

На підставі виконаної геолого-геофізичної типізації земної кори Кіровоградський блок розглядають як регіон переважного розвитку

гранітизованих метавулканогенно-метаосадових утворень раннього протерозою. Потужність гранітно-метаморфічного шару становить в середньому 10-12 км.

У структурно-формаційному аспекті район розташування Бовтиської імпаکتної структури належить до Інгуло-Інгулецької і Кіровоградської СФЗ. У складі Інгуло-Інгулецької СФЗ виділяються Приінгульська та Чигиринська структурно-формаційні підзони (СФП).

Кіровоградська СФЗ розташована на захід від Бовтиської імпаکتної структури. В тектонічному плані вона відповідає Новоукраїнському блоку, який є складовою частиною Центрального осьового підняття Кіровоградського блоку.

Новоукраїнський блок займає західну частину району. Зі сходу його обмежує Кіровоградський глибинний розлом.

Система розривних порушень північно-східного простягання розділяє Новоукраїнський блок на два блоки третього рангу: Корсунь-Новомиргородський і Райгородський.

Серед розривних порушень дослідженої площі провідне становище займає конседиментаційний **Кіровоградський глибинний розлом**, який належить до глибинних підкорових розломів. У геологічному плані він обмежує зі сходу Центральне осьове підняття Кіровоградського блоку (Кіровоградський антиклінорій) і відділяє цю антиклінорну структуру від розташованого на схід від неї Інгуло-Інгулецького синклінорію.

Розвиток Кіровоградського розлому тісно пов'язаний з розвитком напруженої складчастості, гранітизації і становленням Чигиринського, Новоукраїнського і Бобринецького гранітних масивів. Пізніше, в середньому протерозої, розлом, очевидно, підновлювався, про що свідчать пов'язані з ним зони катаклазу, гідротермально-метасоматичні зміни порід Корсунь-Новомиргородського плутону.

За морфологією Кіровоградський розлом являє собою систему круто нахилених (70-85°) у східному напрямку скидів, які супроводжуються

катаклазом, мілонітизацією, гідротермально-метасоматичними змінами кристалічних порід.

Кіровоградський розлом пересікає західно-південно-західну частину Бовтиської структури (кратер і кільцевий вал).

Наступними за значенням є регіональні розломи третього рангу: *Знам'янський, Іванівський* субмеридіонального простягання, *Глодоський, Чигиринський, Мар'ївський* північно-східного простягання, *Цибулівський* північно-західного простягання. Значно поширені другорядні розломи різних напрямків, структуроутворююча роль яких проявилася менше.

Другорядні розломи значно поширені в районі. Вони, ймовірно, мають невелику глибину закладання, яка обмежена сіалічним шаром земної кори, і ускладнюють внутрішню структуру крупних тектонічних блоків. Простягання другорядних розломів різне: північно-східне, захід-північно-західне, північно-західне. Найбільші з них можуть розглядатися як оперяючі головних розломів відповідного простягання.

Тектонічні порушення у верхньому поверсі мають незначну амплітуду та зумовлені нерівномірними коливальними епейрогенічними рухами окремих блоків земної кори в умовах платформного режиму.

Тектонічні рухи, їх спрямованість і диференційованість визначили межі розповсюдження осадових товщ та окремих фацій одновікових відкладів. Найбільш сприятливі умови для осадконакопичення як морського, так і континентального виникали в періоди регіонального занурювання території та перекошу щита. Значну роль у розповсюдженні товщ і одновікових фацій зіграли блокові рухи.

Імпактні породи

Навколо центрального підняття у внутрішньому кратері, у вигляді кільцеподібної товщі потужністю понад 250 м залягає комплекс імпактних порід (імпактний комплекс). Діаметр внутрішнього кратера 11-12 км. Товща цього комплексу порід розкрита більш ніж 60 св. (див. рис. 4.4), які були пробурені при ГРР і геологічній зйомці. Але лише одна св. (11475)

перебурила імпактний комплекс на всю його потужність. Внутрішній кратер заповнений ударно розплавленими породами, галогенними брекчіями, зювітами, розплавленими імпактитами.

Основу внутрішнього кратера складають катаклазовані і тріщинуваті порфіроподібні, біотитові кіровоградські граніти.

Геологічна будова розрізу порід імпактного комплексу наведена на рис. 4.16. На поверхні кристалічних порід залягає товща каптокластитів потужністю біля 150 м, яка складається з нецементованого тонкозернистого матеріалу, з характерною псамітовою та жорствянистою структурою, з включенням уламків та брилами гранітів. Ця товща утворилася на місці без перемішування та переміщення вихідних порід. Породи та мінерали зрідка мають слабкі сліди ударного метаморфізму.

Безпосередньо на поверхні зювітів залягає потужний шар відкладів бовтиської товщі (палеоген), накопичення якої почалося відразу після закінчення формування імпактної структури. Глибина залягання осадових порід від 8 до 115 м.

Вік утворення відкладів райгородської товщі, як і коптогенних порід, датується раннім палеоценом. Верхня вікова межа утворення кратера визначається за заляганням на їхній поверхні палеогенових відкладів.

Осадові відклади

Осадові відклади, що виповнюють Бовтиську котловину, представлені (знизу вверх) бовтиською товщею, бучакською серією, київською та полтавською світами, неоген-четвертинними утвореннями. Загальна потужність осадових відкладів у центральній частині Бовтиської структури перевищує 500 м.

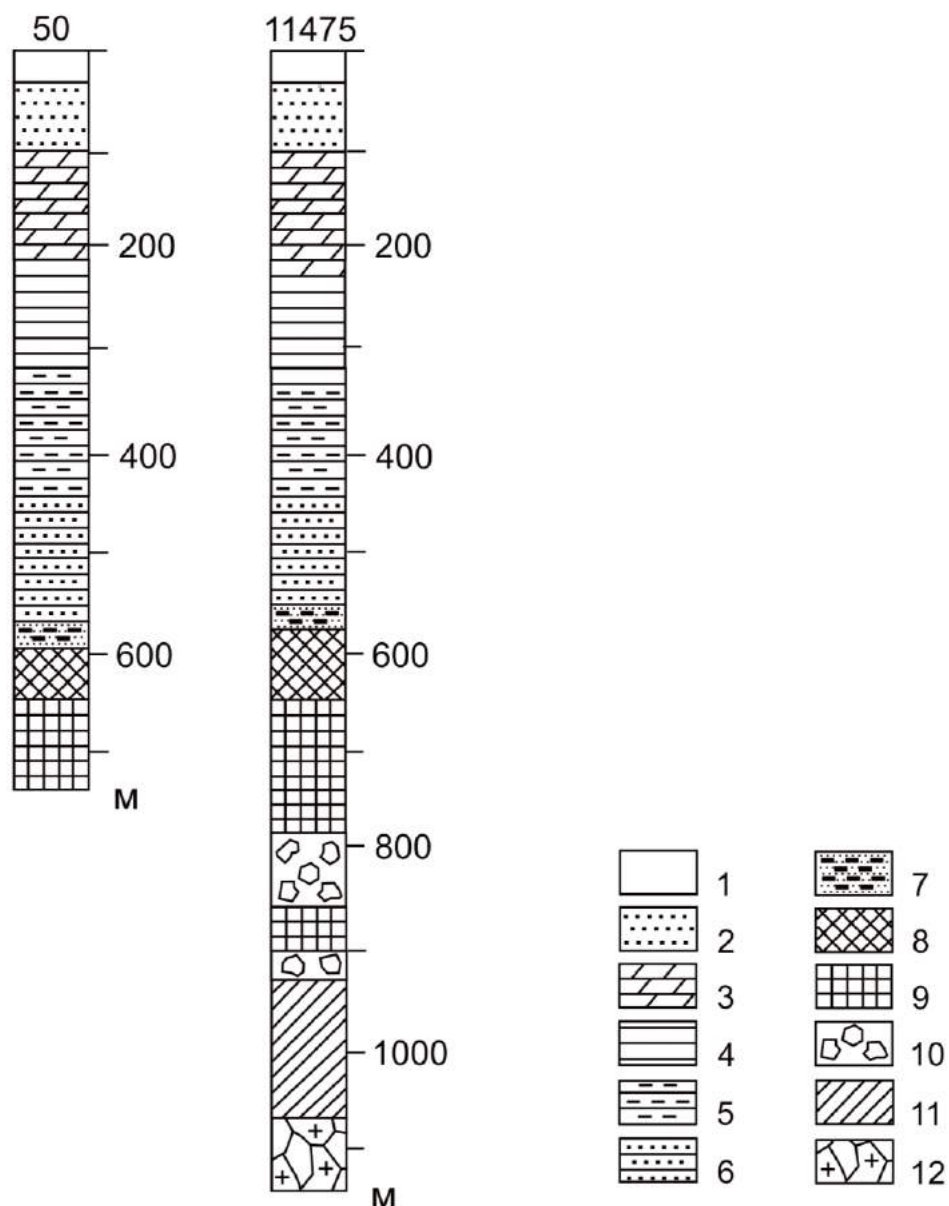


Рис. 4.16. Геологічні розрізи св. 50 (глибина 736 м) і 11475 (глибина 1148 м) Бовтиської імпактної структури [28]

1 – четвертинні суглинки і глини; 2 – неогенові піски; 3 – середньоеоценові піски, мергелі і глини; 4 – ранньоеоценові глини, аргіліти і горючі сланці; 5 – пізньопалеоценові і ранньоеоценові сланці, глини і алевроліти; 6 – ніжньопалеоценові пісковики, піски і алевроліти з прошарками брекчій і гравелітів; 7 – зювіти; 8 – повнокристалічні ударнорозплавлені породи; 9 – ударнорозплавлені породи зі скловатою матрицею; 10 – літичні брекчії, зювіти; 11 – гірська мука; 12 – тріщинуваті і катаклазовані граніти

Бовтиська товща залягає в одноімennій котловині на кристалічних породах та імпактних утвореннях. В основі товщі залягає шар брекчеподібних порід потужністю біля 100 м.

Основна частина геологічного розрізу товщі, що залягає вище, – алевроліти, сланці, в т.ч. горючі, з прошарками алевролітів і пісковиків, мергелів, глин тощо. Потужність товщі в центральній частині структури сягає 400 м. Загальну уяву про будову та склад Бовтиської товщі ілюструє рис. 4.17.

За літологічним складом у товщі горючих сланців виділяються п'ять горизонтів. З цими горизонтами і пов'язані поклади горючих сланців. Найбільший практичний інтерес викликають два продуктивні горизонти горючих сланців на глибинах 300-320 і 220-250 м, насичені органічними речовинами. В багатьох дослідженнях горючі сланці Бовтиської котловини розглядаються як сировина для видобутку вуглеводневих газів [7]. За підрахунками із смол Бовтиського родовища можна витягнути 800 млн т сирої нафти. Як джерело природного газу ці сланці не вивчалися.

Будова продуктивної товщі Бовтиського родовища горючих сланців наведена на рис. 4.18.

За даними термометричного аналізу вуглисті сланці насичені ВВ і керогеном, а також характеризуються високим вмістом органічного вуглецю. В той же час пісковики та аргіліти майже не містять органічної речовини і газів. На думку Михайлова В.А. [7] це свідчить про вкрай нерівномірний режим накопичення органічної речовини та ВВ у палеобасейнах Бовтиської западини.

За даними хроматографічного аналізу [7] вуглисті сланці є високо насиченими породами з різким переважанням вуглекислоти (за рахунок сидериту?). ВВ представлені метаном з невисокими домішками гомологів. Значний вміст водню може бути пов'язаний з дисоціацією залізистих карбонатів. Присутні домішки сірчаних газів.

Товща горючих сланців Бовтиської котловини визначена як промислове родовище нафтової та газової сировини.

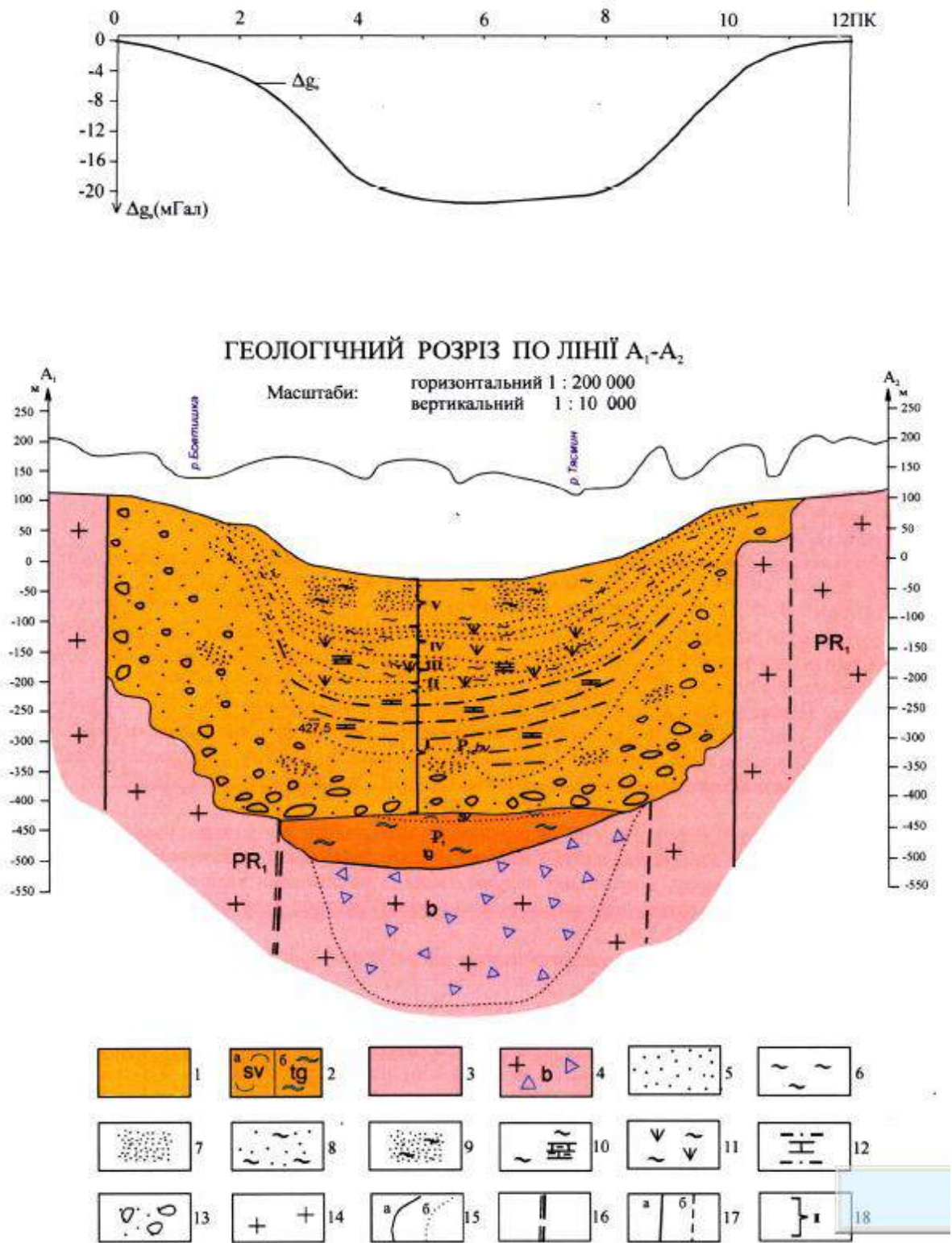


Рис. 4.17. Геологічний розріз бовтиської товщі [30]

1 – бовтиська товща (P₁₋₂:bv); 2 – імпактні породи: зювіти (а) і тагаміти (б) палеогенового віку; 3 – кристалічний фундамент (PR); 4 – вибухова аlogenна брекчія; 5 – пісок; 6 – глина; 7 – алеврит; 8 – піщано-глиниста порода; 9 – перешарування алевритів та глин; 10 – глина мергеляста; 11 – горючі сланці; 12 – глинисті сланці; 13 – брекчії; 14 – граніти (PR₁); 15 – межі між різновіковими (а) та літологічними різновидами (б) порід; 16 – глибинні ймовірні розломи; 17 – інші розломи: достовірні (а), ймовірні (б); 18 – горизонти порід бовтиської товщі

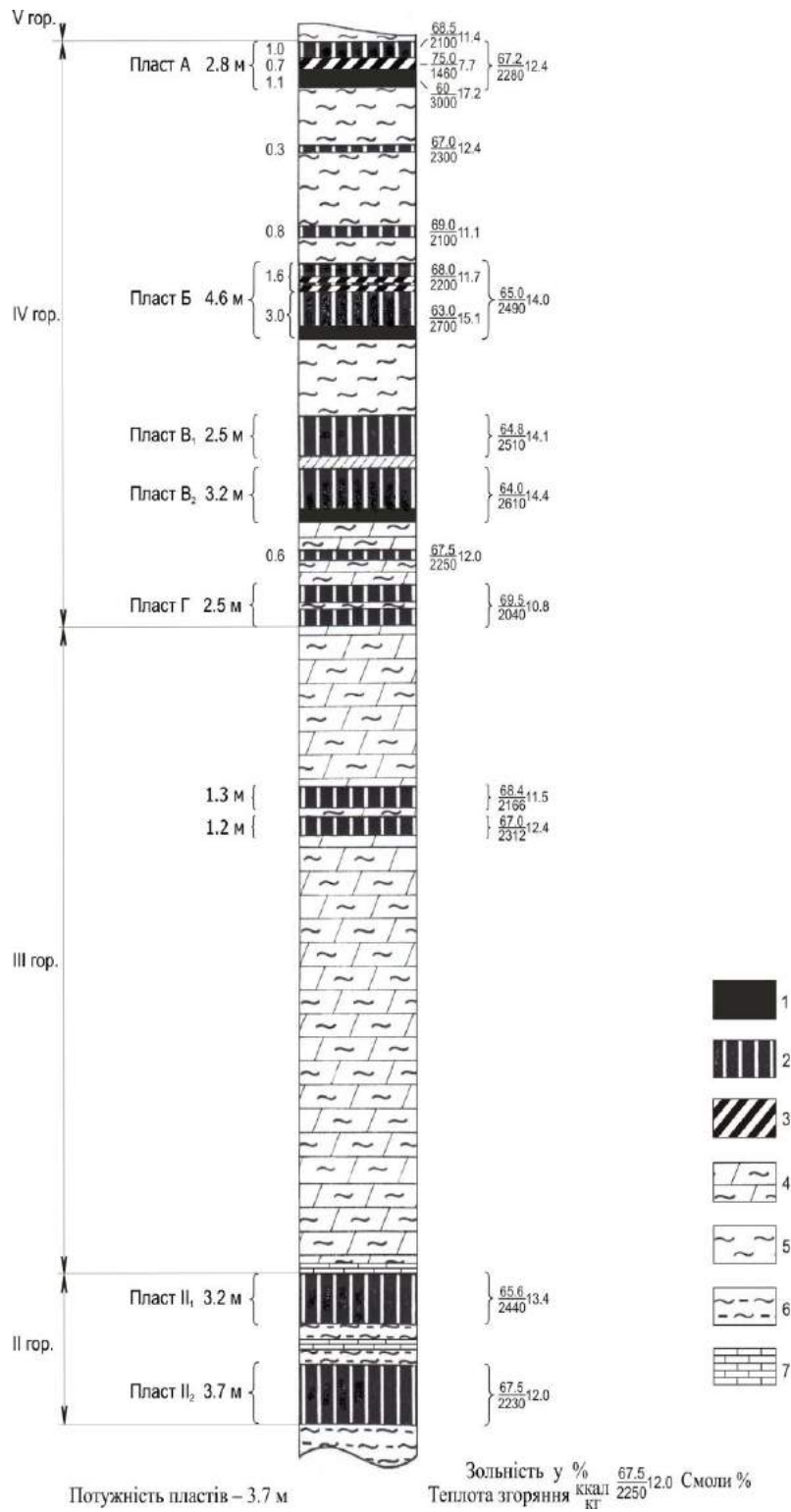


Рис. 4.18. Будова продуктивної товщі Бовтиського родовища горючих сланців [13]

1 – горючі сланці Q^c більше 3000 ккал/кг; 2 – горючі сланці $Q^c=2000-3000$ ккал/кг; 3 – глинисті бітумінозні сланці $Q=1500-2000$ ккал/кг; 4 – бітумінозна глина; 5 – мергеліста глина; 6 – глинисті сланці; 7 – доломіти

Вік Бовтиської товщі – палеоцен-ранній еоцен. Фаціально утворення товщі належать до відкладів опріснених лагун, а бокові частини, схили котловини (кратера) до пролювіально-делювіальних зсувних та обвальних.

У центральній частині Бовтиської котловини св. розкритий геологічний розріз відкладів **бучацької серії**.

В основі розрізу залягають світло-сірі масивні, слюдісті каолінітові глини потужністю 2-2,5 м. Вище - алеврит темно-коричнево-сірий, піскуватий, з малопотужними частими прошарками глин. Потужність шару алевритів 20-25 м. Далі алеврит переходить у тонкошарувату глину бурувато-сіру, гумусовану, алевритісту, слюдісту. В деяких св. серед глин зустрічаються прошарки і лінзи горючих сланців потужністю до 0,5 м.

На бортах кратера відклади представлені глинами з прошарками піску. Потужність глин 12-15 м. У північно-східній частині кратера в бортах залягає піщано-вуглиста пачка порід з пластами бурого вугілля, лінзами вуглистих глин і кварцових пісковиків. Потужність відкладів у цій частині теж не перевищує 15 м. У західній прибортовій частині кратера бучацькі утворення містять шари вторинних каолінів потужністю від 0,5 до 2,0 м.

Потужна пачка тонкошаруватих глин і алевритів у центрі кратера та піщана товща на його бортах свідчать про тривалий період накопичення відкладів у межах Бовтиського кратера, а також про відсутність зв'язку з відкритим морем. Стратиграфічно вище відкладів бучацької серії залягають глауконіт-кварцові, кварцові піски з прошарками мергелів київської світи (110 м), кварцові піски полтавської світи (25 м), товща глин нижнього-середнього сармату (125 м), піски та суглинки четвертинного віку (40 м).

Вік утворення кратера вивчався багатьма геологами, за останніми даними його вік вважається $65,17 \pm 0,64$ млн р., на межі крейди і палеогену [11, 25, 26, 27, 36, 37].

Вік утворення первинних осадків Бовтиського кратерного озера точно не встановлено через широкий розвиток ендемічних форм [31]. І.В. Васильєв і Ю.І. Салін зробили висновок про суперечливість палеонтологічних даних

про час утворення, отриманих по групах тварин та рослинним решткам. Так, форамініфери, молюски, ракоподібні і деякі рослинні рештки свідчать про ранньокрейдовий вік, а деякі макроспори і харофіти раніше були зустрінуті тільки в палеоцен-еоценових відкладах.

У роботі Ю.Б. Басса та ін. (1967 р.) як прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності прийнято ранньокрейдовий, а в праці В.А. Голубева та ін. (1974 р.) – палеоген-еоценовий вік первинних відкладів кратерного озера.

Упродовж палеоцену і раннього еоцену територія не зазнавала великої трансгресії моря, і в цей час у Бовтиській котловині формувалися відклади бовтиської товщі, а навколо неї – райгородської товщі.

Фації осадків Бовтиського кратера і знайдені палеонтологічні і рослинні рештки характеризують котловину як опріснена замкнута водойма, яка час від часу мала зв'язок з морем, про що свідчать знахідки морських риб у бовтиській товщі. Неодноразово озеро міліло, що пов'язане з коливальними рухами земної кори. В ньому відбулися процеси торфоутворення, в подальшому сформувались товщі горючих сланців. Відклади покриву викидів у подальшому зазнали значного розмиву і збереглися у вигляді окремих островів у понижених частинах рельєфу та депресіях.

Утворений з рихлих порід кільцевий вал розмивався постійними сезонними і дощовими потоками і матеріал, що зносився, живив погано відсортовані брекчії схилів. У центральній частині водойму відкладались більш тонкозернисті відклади. Такий розподіл спостерігався в сучасних кар'єрах.

Виходячи з потужності відкладів первинного озера Ю.Ю. Юрк та ін. (1975 р.) зробили висновок про повільне здіймання центральної частини впродовж тривалого часу (млн років). Детальні дослідження (Milton, 1972 р.) свідчать, що центральне підняття, яке утворилося відразу після вибухової метеоритної події, зростає впродовж декількох тисяч років (А.І. Дабижа, 1976 р.).

4.3 Гідролого-гідрогеологічні умови

Характеристика гідролого-гідрогеологічних умов Бовтиської структури базується на даних, одержаних при ГРР на Бовтиському родовищі горючих сланців (тобто в межах однойменної котловини або западини), а також при пошуках і розвідці підземних вод для централізованого водопостачання деяких населених пунктів [39].

Гідрогеологічні умови Бовтиського родовища вивчалися при пошукових роботах і попередньої розвідки горючих сланців у 1964-1966 та 1967-1969 рр. Тоді був виконаний дуже обмежений обсяг спеціальних гідрогеологічних робіт. Всього пробурено 7 гідрогеологічних св.: 4 – для вивчення водозбагаченості порід продуктивної товщі (глибиною 180-250 м), 2 – на підземні води у відкладах бучацької серії і київської світи, 1 – на водоносний горизонт в алювіальних четвертинних відкладах.

Окрім цих робіт, у 1970-1972 рр. проведені пошуки та розвідка підземних вод для централізованого водопостачання м. Кам'янка Черкаської області. Розвідка підземних вод проведена у відкладах бовтиської товщі.

Гідрогеологічні умови Бовтиської западини є досить складними. У межах родовища горючих сланців виділяється шість водоносних горизонтів.

Водоносні горизонти багатоярусні, різною мірою зв'язані між собою і з тріщинними водами КФ, за рахунок яких отримують живлення на значних глибинах. Це свідчить про наявність порових вод, що несуть газову частку можливих ВВ. Верхні горизонти, що мають зв'язок з денною поверхнею, живляться, головним чином, за рахунок атмосферних опадів. Рух підземних вод відбувається до долини р. Тясмин, де вони частково розвантажуються та поглинаються інфільтраційними ділянками.

У більшості випадків води прісні з мінералізацією близько 0,5 г/дм³, жорсткі або помірно жорсткі. Реакція води слаболужна або нейтральна.

Поверхня дзеркала підземних вод слабо нахилена до р. Тясмин. Часті джерела, які витікають з алювіальних пісків уздовж тилового шва заплави,

свідчать про розвантаження підземних вод у долині річки і про добре розгалужену систему транспровідних тріщин різного порядку і міграційної направленості (фільтрації – розвантаження інфільтрації – поглинання).

Відзначені випадки наявності сірководню в підземних водах на контакті з бучацькими відкладами (р-н Олександрівки) вимагають подальших досліджень щодо їх генезису та можливої участі в процесі утворення ВВ. Води алювіальних і київських відкладів агресивні по відношенню до металу.

Води бучацьких відкладів у більшості випадків містять значну кількість заліза, рідше сірководню, що знижує їх якість і обмежує застосування для питних потреб, а також свідчить про можливість наявності нафтових утворень.

До центру западини грубоуламкові породи занурюються під глинисту товщу, яка відділяє їх від горючих сланців і, таким чином, підземні води тут будуть відігравати істотну роль у формуванні первинних водометанових субстратів кругообігу речовини.

За складом підземні води хлоридні натрієві, з лужною реакцією і підвищеним вмістом фтору (до 6,6 мг/дм³), мінералізацією 0,3-1,2 г/дм³. Температура води на виливі складала 26°C. За даними термометрії на глибині вона досягає +40°C. Ці води можуть мати бальнеологічне застосування, а для пиття вони не придатні. Такі води збагачені гелієм, що свідчить про можливу нафтогазоносність.

Утворення імпактних структур супроводжується формуванням навколо них і під ними зон тріщинуватості. В зоні впливу покладів нафти та газу вода має гідрогеохімічні особливості, які можуть проявлятися на відстані до 1000 м, а іноді і більше. Ця особливість лежить в основі гідрогеохімічного методу пошуків покладів ВВ. Застосування гідрогеохімічної інформації для прогнозування покладів ВВ ґрунтується на закономірностях:

- над покладами нафти та газу відбувається десульфатація підземних вод, збагачення їх вуглекислим газом та гідрокарбонатами;

- з віддаленням від родовища ВВ може зменшуватись вміст амонію, сірководню та загальна газонасиченість.

Прогнозно-пошукові гідрогеологічні ознаки нафтогазоносності імпактних структур

Найбільш загальним гідрохімічним показником умов водообміну є **тип та мінералізація води**. Як правило поклади нафти та газу приурочені до вод хлоридно-кальцієвого та гідрокарбонатно-натрієвого генетичного типу підвищеної мінералізації. Асоціація нафтових та газових скупчень з водами хлоридно-кальцієвого типу більш характерна для платформних умов. Хоча територія досліджень розташована у межах однієї геологічної мегаструктури – УЩ та одного гідрогеологічного району – мінералізація підземних вод змінюється у широких межах: від 250 мг/дм³ (св. № 313, с. Мала Виска) до 2335 мг/дм³ (св. № 235, с. Аджамка) (рис. 4.19).

Більшість показників хімічного складу підземних вод, які використовуються для прогнозних цілей, характеризують геохімічне середовище пластової системи, ступінь гідрогеологічної закритості надр, можливість протікання тих чи інших хімічних та біологічних процесів.

У межах Бовтиської структури та близько прилеглих територій серед головних іонів домінуючими є в основному гідрокарбонати та меншою мірою сульфати (табл. 4.1). Відповідно до класифікації вод за хімічним складом О.О. Алекіна [40] підземні води території Бовтиської структури відносяться до першого типу (I), який характеризується співвідношенням між іонами у еквівалентах $HCO_3^- > Ca_2^+ + Mg_2^+$. Даний тип води (за [40]) є характерним для деяких вод нафтових родовищ.

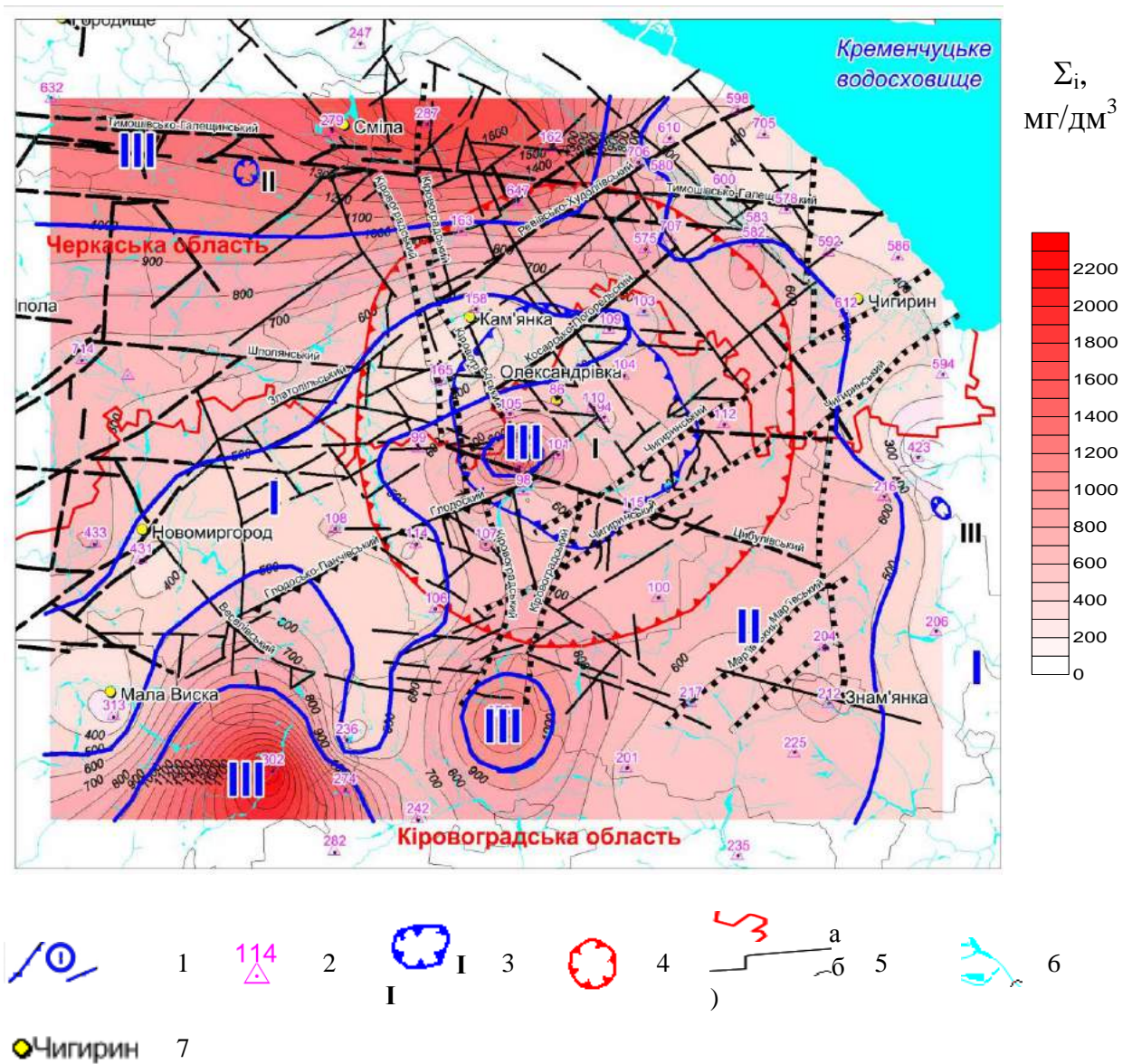


Рис. 4.19. Схема районування території досліджень за критерієм мінералізації (класифікація М.С. Гуревича та М.І. Толстихіна, 1961 р.)

Умовні позначення для рис. 4.19-4.27

1 – райони поширення підземних вод різних класів: I – нормально прісних, II – прісноватих, III – слабосолонуватих; 2 – св. та її номер (відповідно до «Кадастра ...»); 3 – контури імпактних структур: I – Бовтиської, II – Ротмистрівської, III - Зеленогайської; 4 – контур передбачуваного кільцевого валу; 5 – гідрографічна мережа; 6 – межі адміністративних одиниць (а – області, б – району); 7 – населений пункт і його назва

Таблиця 4.1

Гідрохімічна характеристика підземних вод території Бовтиської
западини

№ з/п	№ свердловини*	Формула Курлова	Класифікація хімічного складу підземних вод за О.О. Алекінім		
			клас	група	тип
1	86	$M 0,72 \frac{HCO_3 77 SO_4 17 Cl 16}{(Na + K) 49 Ca 31 Mg 21}$	Гідрокарбонатний (С)	Na	I
2	94	$M 0,73 \frac{HCO_3 86 SO_4 10 Cl 4}{Ca 44 (Na + K) 35 Mg 22}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
3	95	$M 1,82 \frac{SO_4 69 HCO_3 29 Cl 2}{(Na + K) 78 Ca 15 Mg 7}$	Сульфатний (S)	Na	I
4	98	$M 0,66 \frac{SO_4 13 HCO_3 80 Cl 7}{(Na + K) 45 Ca 38 Mg 18}$	Гідрокарбонатний (С)	Na	I
5	99	$M 0,76 \frac{SO_4 18 HCO_3 76 Cl 6}{(Na + K) 33 Ca 47 Mg 20}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
6	103	$M 0,78 \frac{SO_4 28 HCO_3 64 Cl 9}{(Na + K) 27 Ca 48 Mg 25}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
7	104	$M 0,96 \frac{SO_4 34 HCO_3 63 Cl 2}{(Na + K) 46 Ca 37 Mg 17}$	Гідрокарбонатний (С)	Na	I
8	105	$M 0,8 \frac{SO_4 50 HCO_3 47 Cl 3}{(Na + K) 51 Ca 27 Mg 22}$	Сульфатний (S)	Na	I
9	107	$M 0,77 \frac{SO_4 23 HCO_3 54 Cl 23}{(Na + K) 29 Ca 44 Mg 27}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
10	109	$M 0,57 \frac{SO_4 8 HCO_3 84 Cl 8}{(Na + K) 41 Ca 30 Mg 29}$	Гідрокарбонатний (С)	Na	I
11	114	$M 0,45 \frac{SO_4 20 HCO_3 67 Cl 13}{(Na + K) 24 Ca 51 Mg 25}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
12	115	$M 0,72 \frac{SO_4 29 HCO_3 61 Cl 10}{(Na + K) 28 Ca 44 Mg 28}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
13	158	$M 0,67 \frac{SO_4 7 HCO_3 89 Cl 5}{(Na + K) 37 Ca 43 Mg 20}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I
14	165	$M 0,36 \frac{SO_4 30 HCO_3 53 Cl 11}{(Na + K) 7 Ca 54 Mg 39}$	Гідрокарбонатний (С)	Ca	I

Важливими показниками при використанні гідрогеохімічного методу пошуків ВВ є коефіцієнти метаморфізації підземних вод, які, як і величина мінералізації, відображають характер гідрогеологічної закритості надр. У

даному випадку територія Бовтиської структури характеризується незначними величинами коефіцієнта K_3 – близько 2,5-3,0 (рис. 4.20).

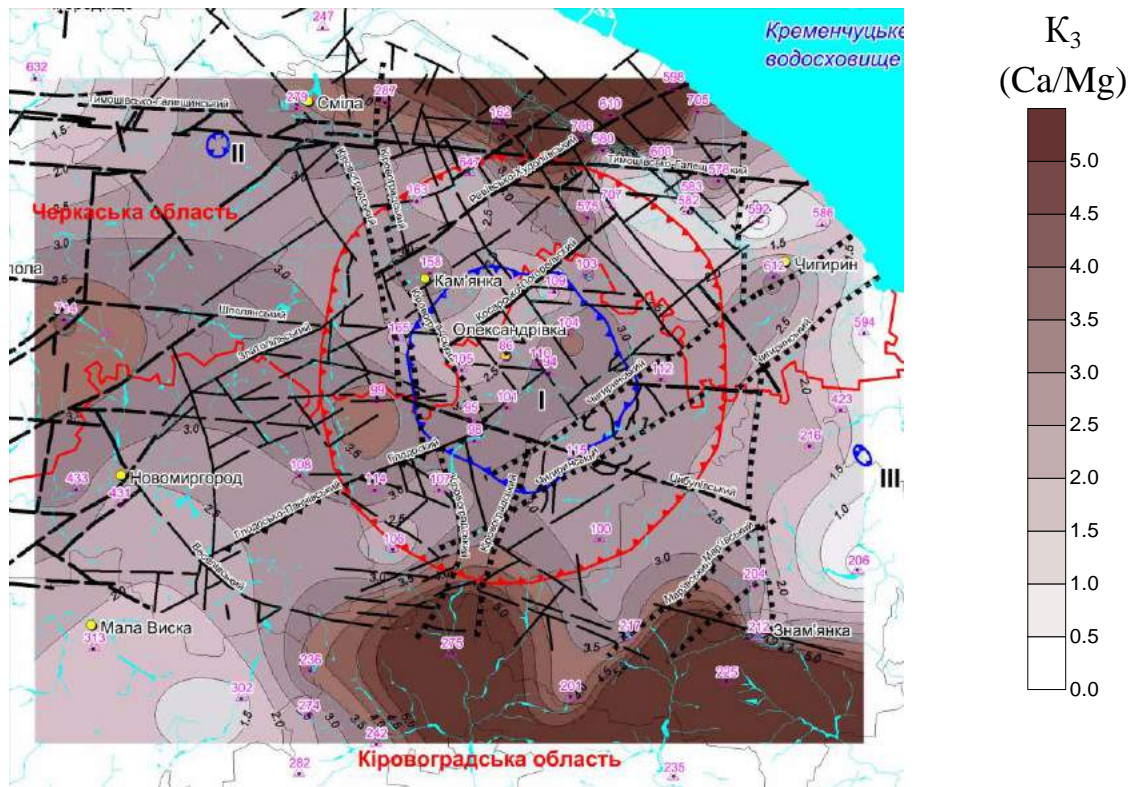


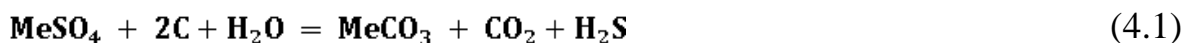
Рис. 4.20. Схема розподілу коефіцієнта метаморфізації K_3 (Ca/Mg) підземних вод території досліджень

Високі значення показника відмічаються за межами передбачуваного кільцевого валу Бовтиської структури на півночі і півдні ділянки робіт.

Розповсюдження високих значень K_3 на захід контролює Кіровоградське порушення. Північна аномалія розповсюджується на південь до Томашівсько-Галещинського порушення, а південна – до Мар’ївського. В цілому відмічається контролююча роль порушень.

Надійним показником нафтогазоносності, на думку багатьох авторів [41], є зниження вмісту **сульфатів** у підземних водах або **сульфатність**. Низький вміст сульфат-іона або повна відсутність його у водах нафтових родовищ пояснюється присутністю органічного вуглецю, який створює

відновлювальні умови, у результаті чого сульфати відновлюються за формулою [42]:



Органічна речовина окислюється і перетворюється в CO_2 , а сульфати зникають із вод, перетворюючись у сірководень. Процесу відновлення сульфатів (десульфатації) сприяють бактерії-десульфатизатори (анаеробні організми [40, 43]), які живуть у нафті. Ці бактерії використовують кисень сульфатів для дихання, а ВВ слугують їм джерелом живлення [42].

Аномальні значення SO_4^{2-} збігаються з аномальними значеннями мінералізації, а зони малого вмісту SO_4^{2-} співпадають із зонами низьких значень мінералізації води (рис. 4.21).

За середньою величиною водневого показника підземні води усієї території досліджень відносяться до нейтральних вод ($\text{pH}_{\text{ср.}}=7,4$), змінюючись у межах від 6,2 (слабокислі) до 8,0 (слаболужні води). Сама структура виділяється розповсюдженням підземних вод нейтрального типу ($\text{pH} = 6,9-7,4$), за винятком північної частини структури (св. № 109, с. Стара Осота), де $\text{pH}=7,8$ (слаболужні води) (рис. 4.22).

Натомість величина водневого показника має обернений взаємозв'язок із вмістом вуглекислого газу, особливо CO_2 (рис. 4.23) у хімічно зв'язаному стані (див. табл. 4.1).

За розподілом показника відмічається контрастна аномалія, яка знаходиться поблизу перетину Кіровоградського і Глодоського, продовженні Чигиринського розломів. Відмічаються підвищені значення вуглекислого газу в св. на півдні і заході ділянки досліджень. У межах Бовтиської структури відмічається підвищення значень вуглекислого газу на продовженні субмеридіонального Кіровоградського порушення.

Досліджувані **біогенні елементи** (SiO_2 , азот амонійний, нітрити, нітрати) знаходяться у тісному взаємозв'язку між собою ($r \approx 0,5$) (табл. 4.2). За даними О.В. Серебрянікова амоній присутній у водах нафтових та газових родовищ і майже завжди генетично зв'язаний з органічними речовинами.

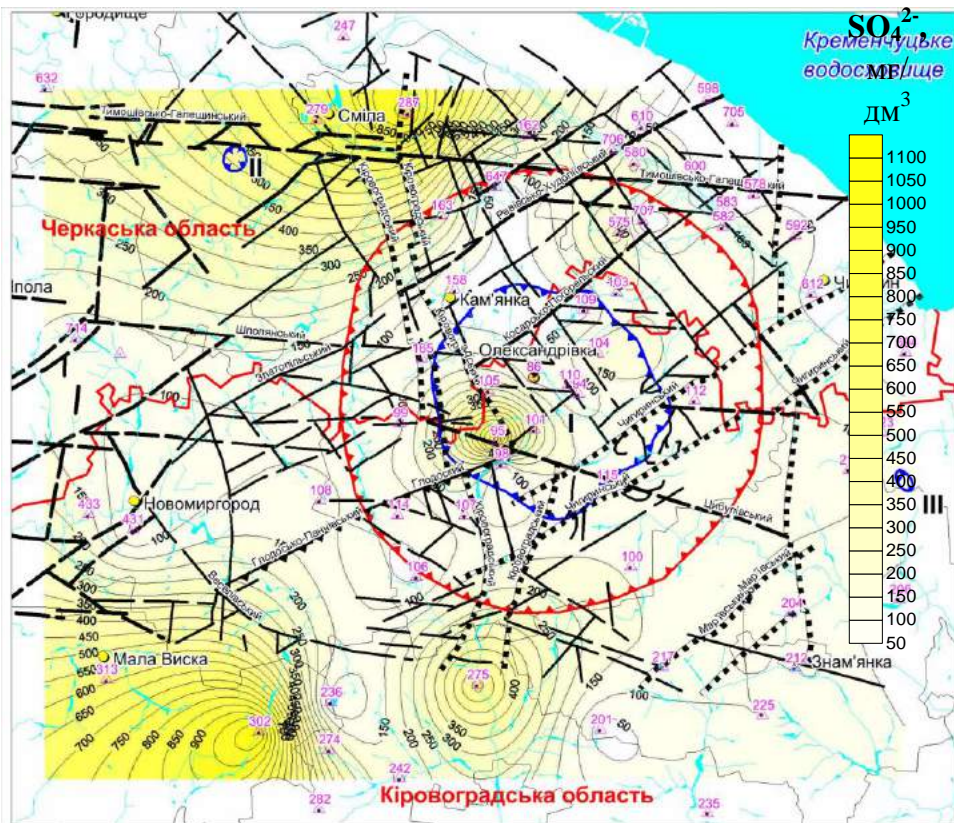


Рис. 4.21 Вміст сульфатів (SO_4^{2-}) у підземних водах території досліджень

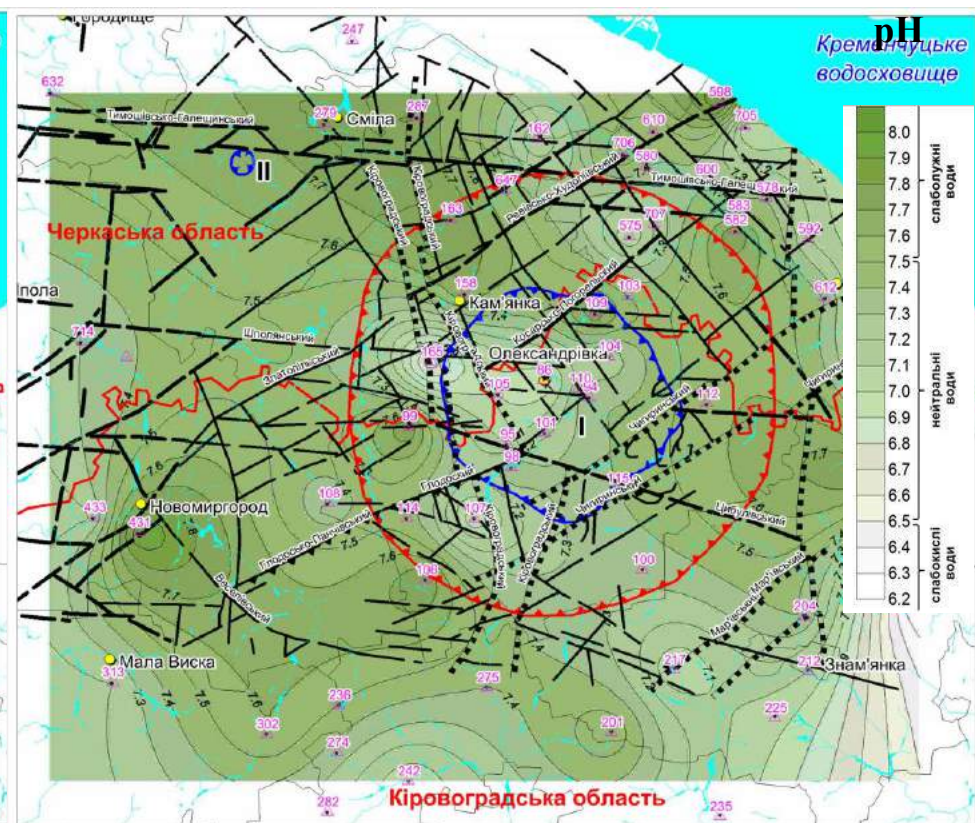


Рис. 4.22. Схема розподілу величини водневого показника (рН) підземних вод території досліджень

Таблиця 4.2

Кореляційна матриця взаємозв'язків між гідрогеохімічними показниками

Показники	Σ_i	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	$Na^+ + K^+$	Ca^{2+}	Mg^{2+}	$Fe_{зв.}$	NH_4^+	NO_2^-	NO_3^-	$CO_2 в. *$	$CO_2 з. **$	SiO_2	окиснюваність	pH
Σ_i	1,00															
Cl^-	0,63	1,00														
SO_4^{2-}	0,94	0,42	1,00													
HCO_3^-	0,42	0,09	0,29	1,00												
$Na^+ + K^+$	0,61	0,42	0,54	0,49	1,00											
Ca^{2+}	0,78	0,65	0,75	0,19	0,17	1,00										
Mg^{2+}	0,03	0,02	0,05	-0,09	-0,13	0,07	1,00									
$Fe_{зв.}$	-0,20	-0,23	-0,16	0,14	0,11	-0,37	-0,10	1,00								
NH_4^+	-0,02	-0,02	-0,11	-0,05	-0,01	-0,11	-0,07	0,35	1,00							
NO_2^-	0,47	0,53	0,36	0,21	0,39	0,30	0,23	-0,18	0,03	1,00						
NO_3^-	-0,11	-0,19	-0,50	0,25	-0,52	0,06	-0,18	-***	0,49	-0,07	1,00					
$CO_2 в. *$	0,35	0,34	0,22	0,31	0,08	0,33	0,37	-0,53	0,51	0,24	-0,17	1,00				
$CO_2 з. **$	0,07	0,20	-0,12	0,41	0,33	0,00	-0,24	0,25	0,25	-0,08	-***	0,23	1,00			
SiO_2	-0,20	-0,22	-0,15	-0,67	-0,32	-0,59	-0,27	-***	0,47	-0,95	-1,00	0,76	0,56	1,00		
Окиснюваність	0,03	0,18	-0,01	-0,34	0,06	0,00	0,09	-0,44	0,37	0,32	0,16	0,28	-0,05	-0,27	1,00	
pH	0,19	0,02	0,14	0,43	0,12	0,17	-0,04	0,46	-0,50	0,04	0,35	-0,27	-0,53	-0,73	0,34	1,00

Примітки: * – вміст вуглекислого газу у вільному стані; ** – вміст вуглекислого газу у зв'язаному стані; *** – кореляційний зв'язок відсутній через недостатню кількість даних.

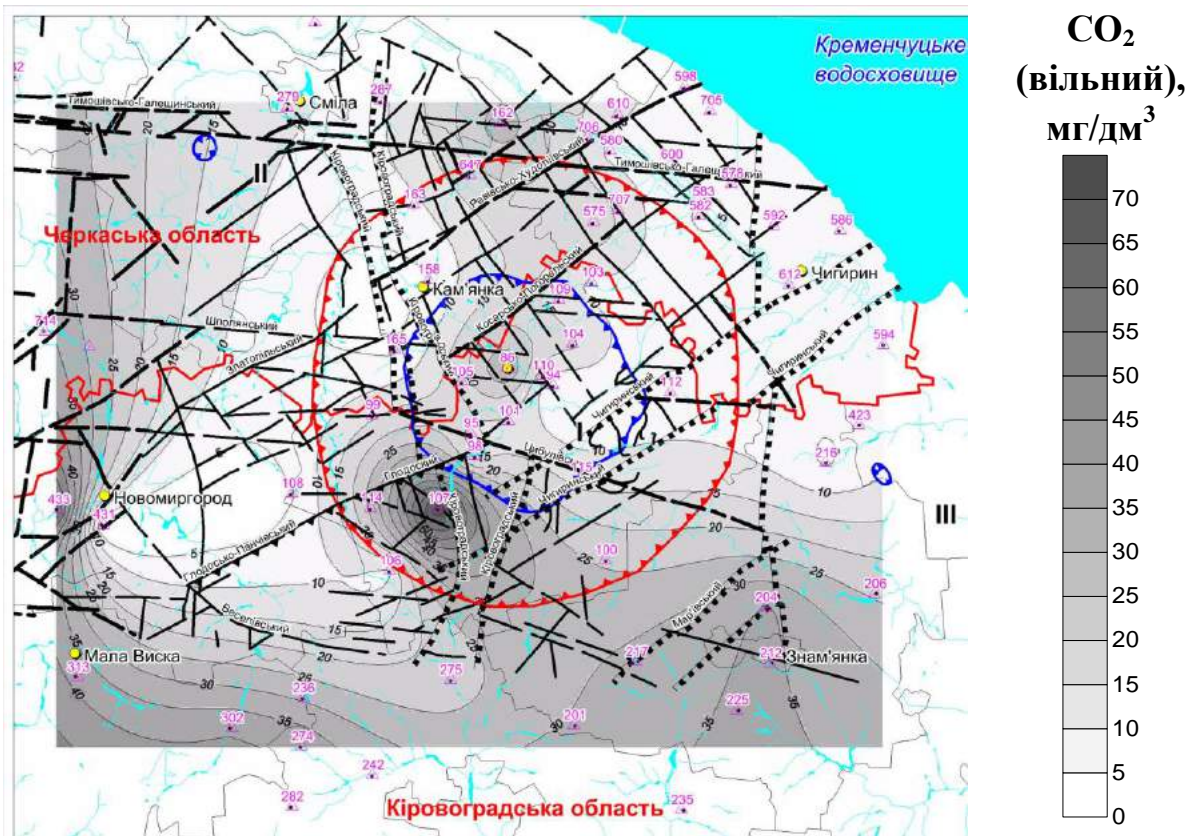


Рис. 4.23. Схема розподілу вмісту вуглекислого газу (CO_2) у вільному стані в підземних водах території досліджень

Майже в усіх нафтогазоносних районах виявлено більш високий вміст амонію у водах продуктивних структур, ніж непродуктивних. З віддаленням від приконтурної частини покладів вміст амонію знижується.

У межах Бовтиської структури фіксуються дві аномалії амонію (рис. 4.24). Перша (5 мг/дм^3) знаходиться поблизу м. Олександрівка в центральній частині кратера на перетині Шполянського і Косарсько-Погорельського порушення. Друга – поза кратера в межах передбачуваного кільцевого валу, на перетині Кіровоградського і продовження Чигиринського порушень. Загалом підвищенні значення амонію фіксуються в межах Бовтиської структури і передбачуваного кільцевого валу. За межами структури концентрація амонію поступово зменшується.

Особливості просторового розподілу амонійного азоту у підземних водах території досліджень співпадають із зміною величини водневого показника (див. рис. 4.23) та величиною окиснюваності (рис. 4.25).

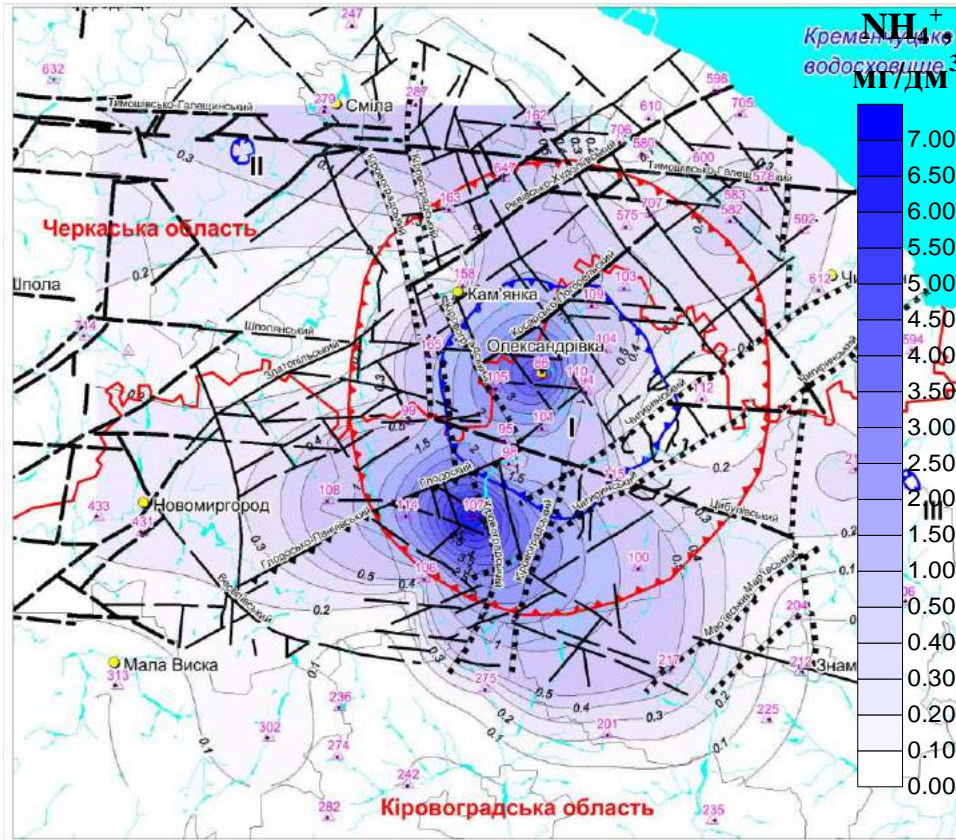


Рис. 4.24. Схема розподілу вмісту амонію (NH_4^+) у підземних водах території досліджень

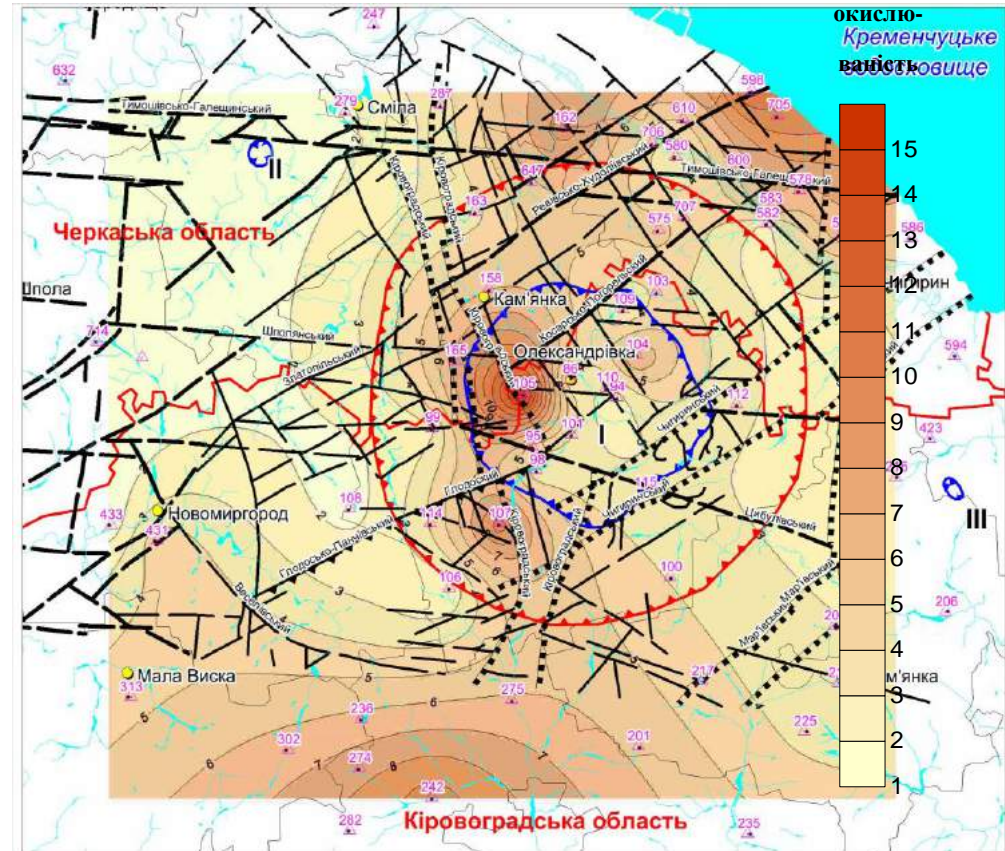


Рис. 4.25. Схема розподілу величини окислюваності у підземних водах території досліджень

Гідролого-гідробіологічні формуючі ознаки нафтогазоносних умов

Ділянка р. Тясмин, на якій проведено гідрологічні дослідження, розташована в межах Бовтиської структури. Розташування створів наведено на рис. 4.26, а їх опис у табл. 4.3.

Створи розташовано на р. Тясмин – 4 (Ctv 1-4), р. Бовтишка – 2 (Ctv 5-6), р. Сухий Тясмин – 1 (Ctv 7), р. Осотянка - 1(Ctv 8), р. Косарка - 1 (Ctv 9).

Комплекс гідролого-біохімічних досліджень передбачав:

- 1) гідрологічне обстеження і гідрометричну зйомку водотоків;
- 2) радонметричні дослідження поверхневих вод;
- 3) відбір донних відкладів і наступну вакуумну вуглеводневу дегазацію.

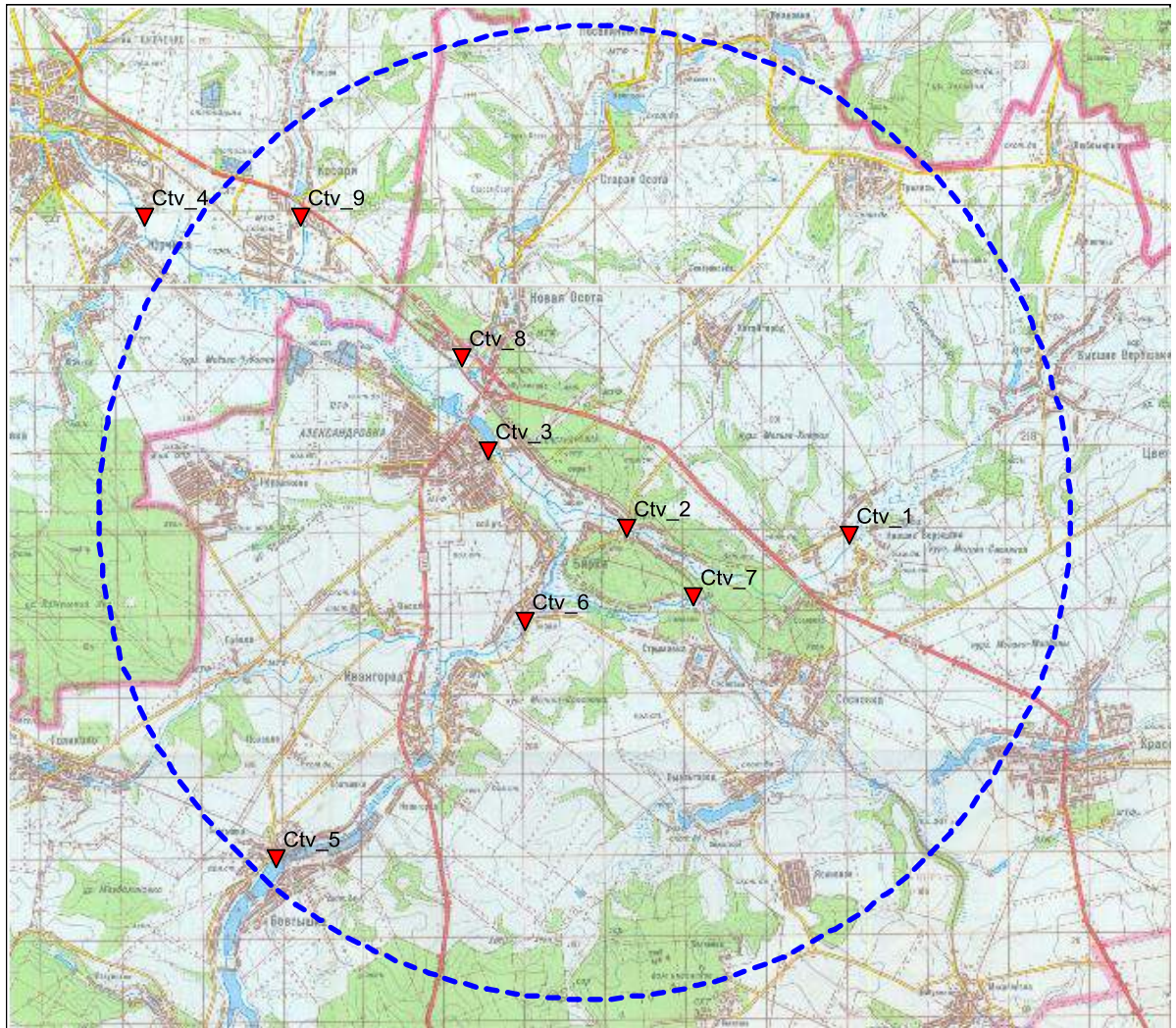


Рис. 4.26. Схема розташування створів для проведення комплексу гідрологічних досліджень на р. Тясмин та її притоках

Таблиця 4.3

Розташування гідрологічних створів

Номер створу	Дата	Річка	Прив'язка створу	Метод вимірювання	Витрата води, м ³ /с
1	5.10	Тясмин	с.Низькі Верещаки	об'ємний	0,022
2	5.10	- « -	2,5 км вище устя р. Бовтишка	об'ємний	0,050
3	5.10	- « -	1 км вище а/дороги Київ – Кривий Ріг	гідрометричний	0,180
4	5.10	- « -	4 км нижче устя р. Косарка	гідрометричний	0,100
5	5.10	Бовтишка	у с. Бовтишка	об'ємний	0,001
6	5.10	- « -	3 км вище устя	гідрометричний	0,150
7	5.10	Сухой Тясмин	4 км вище устя	об'ємний	0,020
8	5.10	Осотянка	2 км вище устя	об'ємний	0,060
9	5.10	Косарка	3 км вище устя	об'ємний	0,020

Гідрологічні ознаки

За результатами гідрологічних і гідрогеологічних досліджень у межах кратера та в зонах розвитку біогенно-осадових накопичень визначено три ділянки, сприятливі для формування покладів ВВ, що картуються як зони поглинання (метаноформуєчі процеси та їх продукуєчі ділянки) (рис. 4.27).

Ці ділянки добре корелюються з прогнозно-перспективними зонами на ВВ, що виділяються за результатами комплексу СТАГГД.

Флюїдоформуєчі ділянки поглинання річкового стоку за даними гідрометричних досліджень розглядаються в якості перспективних на пошуки ВВ. Автор виходить при цьому із науково-теоретичних передбачень та міжнародного досвіду з вивчення та експлуатації відомих нафтогазових родовищ щодо їх відновлення на нафтогазоносних традиційних об'єктах.

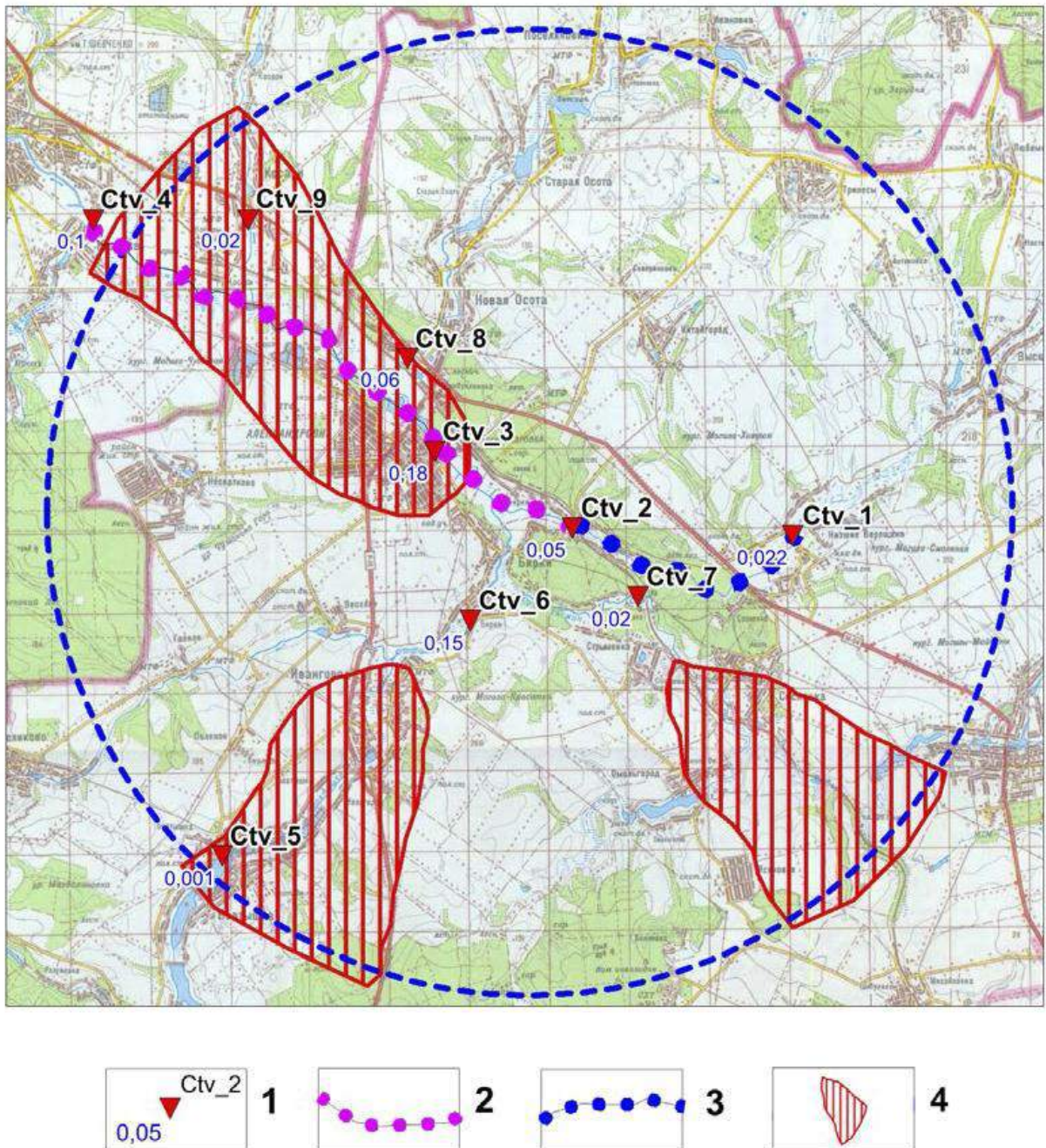


Рис. 4.27. Схема просторового розміщення ділянок, перспективних на пошук ВВ за результатами проведення гідрометричних досліджень на ділянці р. Тясмин та її приток (на топографічній основі)

1 – гідрометричних створ (верхній індекс – назва створу, нижній індекс – витрати води в створі, $\text{м}^3/\text{с}$); 2 – ділянка річкового русла з поглинанням водного стоку; 3 – ділянка річкового русла зі збільшенням водного стоку; 4 – ділянки, перспективні на пошук УВ за гідролого-гідрогеологічними критеріями

Висновки до розділу 4

Бовтиська імпактна структура, одна з найкраще вивчених імпактних структур України (в ній пробурені понад 500 св.). Однак більша частина св. бурилася з метою вивчення сланцевих відкладів, відкритих у структурі, і не розкривала породи фундаменту або імпактні відклади. На найбільш цікавих ділянках для накопичення вільних ВВ (центральне підняття, кільцевий вал, підкратерні відклади, кільцевий жолоб навколо центрального підняття) св. не розкрили структуру на достатню глибину. Підкратерний простір, кільцевий вал, гравітаційна руйнація стінок кратера цілеспрямовано не вивчалися.

Більшість дослідників пов'язують перспективність імпактної структури зі сланцевими відкладами. Їх оцінка як горючих сланців і джерела енергетичної сировини виконана різними спеціалізованими організаціями бывшего Радянського Союзу і УРСР. Однак як джерело природного газу сланці не вивчалися. Прогнозні ресурси горючих сланців 3795 млн т, загальні ресурси газу 2,9 трлн м³. За підрахунками із смол Бовтиського родовища можна трансформувати майже 800 млн т сирової нафти. Товща горючих сланців Бовтиської котловини визначена як промислове родовище газової сировини, безпосередньо горючих сланців, що може внести суттєві позитивні зміни в енергетичний баланс країни.

Гідрогеологічні умови Бовтиської западини є досить складними. У межах родовища горючих сланців виділяється шість водоносних горизонтів.

Водоносні горизонти багатоярусні, різною мірою зв'язані між собою і з тріщинними водами КФ, за рахунок яких отримують живлення на значних глибинах. Це свідчить про наявність порових вод, що несуть газову частку можливих ВВ.

За вмістом головних іонів підземні води території локалізації імпактної структури відносяться до гідрокарбонатного та інколи сульфатного класу І типу, що характерно для підземних вод, приурочених до покладів ВВ.

За комплексним аналізом вихідного гідрогеохімічного матеріалу виділяється ділянка у північній частині Бовтиської структури, яку можна розглядати як перспективну щодо покладів ВВ: тут відмічається понижений вміст сульфатів та значення водневого показника, підвищена концентрація амонійного азоту, вуглекислого газу, підвищені значення окиснюваності.

Закономірності розподілу гідрогеохімічних показників у межах Бовтиської структури та прилеглих площ не пов'язані з глибинними процесами, про що свідчать незначні величини коефіцієнта метаморфізації (K_3 становить близько 2,5).

Положення більшості аномалій гідрохімічних показників збігається з тектонічними порушеннями і вузлами їх перетину.

Флюїдоформуючі ділянки поглинання річкового стоку за даними гідрометричних досліджень розглядаються в якості перспективних на пошуки ВВ. Автор виходить при цьому із науково-теоретичних передбачень та міжнародного досвіду з вивчення та експлуатації відомих нафтогазових родовищ щодо їх відновлення на нафтогазоносних традиційних об'єктах.

За результатами гідрологічних і гідрогеологічних досліджень у межах кратера та в зонах розвитку біолого-осадових накопичень визначено три ділянки, сприятливі для формування покладів ВВ, що картуються як зони поглинання (метаноформуючі процеси та їх продукуючі ділянки).

Список використаних джерел до розділу 4

1. Басс Ю.Б., Галака А.И., Грабовский А.И. Болтышские горючие сланцы. *Разведка и охрана недр*. 1967. № 9. С. 11-15.
2. Васильев И.В., Селин Ю.И. Новые данные о палеонтологической характеристике продуктивной толщи Болтышского месторождения горючих сланцев. *Докл. АН УССР*. 1970. Сер. Б. № 12. С. 1059-1061.
3. Отчет о результатах геологопоисковых работах в районе Болтышской депрессии (по работам Петриковской партии) за 1953-54 гг. Рук. Галака А.М. Фонды НВП «Геоінформ України». Киев, 1955.
4. Отчет о предварительной разведке Болтышского месторождения горючих сланцев 1967-1969 гг. (Кировоградская и Черкасская обл. УССР). Рук. Грабовский В.К., исп. Риздвянский К.Ф., Солодовниченко А.П., Шендринская Г.А. Фонды НВП «Геоінформ України». Киев, 1970.
5. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактные кратеры на рубеже мела и палеогена и их роль в развитии жизни на Земле. *Геолог Украины*. 2010. № 3. С.14-20.
6. Масайтис В.Л. Геологические последствия падений кратерообразующих метеоритов. Ленинград: Недра, 1973. 18 с.
7. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. [У 8кн.] Кн.7. Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпактні структури і накладені западини Українського щита. Київ: Ніка-Центр, 2013. 368 с.
8. Рябенко В.А., Вальтер А.А., Гуров Е.П. Геология и петрология взрывных метеоритных кратеров. Киев: Наук. думка, 1982. 228 с.
9. Gurov E.P., Kelley S.P., Koeberl C., Dykan N.I. Sediments and impact rocks filling the Boltysk impact crater. *Biological Processes Associated with Impact Events*. Berlin Springer. 2006. P. 335-354.

10. Kelley S.P., Gurov E.P. Boltysk. another end-Cretaceous impact Meteoritics and Planetary Sciences. 2002. Vol. 37. P. 1031-1044.
11. Гуров Е.П., Гожик П.Ф. Импактное кратерообразование в истории Земли. Киев: НТП «Нафтогаз-прогноз», 2006. 218 с.
12. Голубев В.А., Карпов Г.М., Поповиченко В.А. Про метеоритно-вибухове походження Бовтинської западини на Кіровоградщині. *Доп. АН УРСР*. 1974. Сер. Б. № 1. С. 10-12.
13. Отчет о геологопоисковых работах на горючие сланцы в районе Болтышской и Ротмистровской котловин (Кировоградская и Черкасская обл. УССР) в 1964-68 гг. Рук. Грабовский В.К., исп. Мазалова С.Т., Поповиченко В.А., Поповиченко В.И. Фонды НВП «Геоінформ України». Киев, 1968.
14. Отчет о предварительной разведке Болтышского месторождения горючих сланцев (Кировоградская и Черкасская обл. УССР) в 1967-1969 гг. Рук. Грабовский В.К. Фонды НВП «Геоінформ України». Киев, 1969.
15. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України: звіт про НДР. Кер. Крупський Ю.З., викон. Михайлов В.А., Куровець І.М. та ін. НАК «Нафтогаз України». К., 2010. 178 с.
16. Вивчення геологічних передумов газоносності сланцевих відкладів України: звіт про НДР. Кер. Крупський Ю.З., викон. Михайлов В.А., Куровець І.М. та ін. НАК «Нафтогаз України». Київ, 2011. 214 с.
17. Михайлов В.А., Загнітко В.М., Михайлова Л.С. Перспективи газоносності сланцевих відкладів Бовтинської западини. *Зб. наук. пр. ін-ту Тутковського*, 2011. № 1 (2). С. 23-29.
18. Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Мащак М.С. Геология астроблем. Ленинград: Недра, 1980. 231 с.
19. Масайтис В.Л., Данилин А.Н., Карпов Г.М., Райхлин А.И. Оболонская и Ротмистровская астроблемы в Европейской части СССР. *Докл. АН*

- СССР. 1976. 230. № 1. С. 174-177.
20. Вальтер А.А., Гуров Е.П., Гурова Е.П. Болтышский кратер. *Геология и петрология удар взрывных метеоритных кратеров*. Киев: Наук. думка. 1982. С. 161-193.
 21. Вальтер А.А., Гуров Е.П., Рябенко В.А. Оболонский метеоритный кратер на северо-восточном склоне Украинского щита. *Докл. АН СССР*. 1977. 232. № 1. С. 170-173.
 22. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Геологическое строение и вещественный состав пород импактных структур. Киев: Наук. думка, 1991. 160 с.
 23. Гуров Е.П., Хмельницкий А.Ф. Распространение и сохранность выбросов из импактных структур на примере кратеров Болтышского и Экремен. *Астрон. вестн.* 1996. Т. 30. № 1. С. 19-24.
 24. Гуров Е.П., Рябенко В.А. Импактные структуры Украинского щита. *Сводный путеводитель*. Киев: Наук. думка, 1984. С. 150-168.
 25. Holker Th., Deutsch A. Geochemistry of impact melt rocks from the Lappajarvi (Finland) and Bollysh (Ukraine) impact structures Role Impact Process. *Geol. and Biol. Evol. Planet Earth: Int. Workshop*. Postojna. Sept. 27 - Oct. 2. Ljubljana. 1996. P. 33-34.
 26. Valter A., Plotnikova L. Biostratigraphic Indications of the Age of the Boltysch Impact Crater. Ukraine Impact Markers in the Stratigraphic Record. *Impact Studies / Eds. C. Koeberl. F. Martinez-Ruis*. Heidelberg: Springer, 2003. P. 163-178.
 27. Gurov E.P., Kelley S.P., Koeberl C. Ejezia of ihe Boltysch impact crater in the Ukrainian Shield Impact Markers in the Stratigraphic Record / Eds. C. Koeberl, F.C. Martinez-Ruiz. Springer. 2003. P. 179-202.
 28. Ударні та післяударні процеси при метеоритному кратероутворенні: звіт про НДР (заключний). Кер. Гуров Є.П., вик. Черненко Ю.О. [та ін.]; НАН України, Ін-т геол. наук. Київ, 2010.

29. Grieve R.A.F., Reni G., Gurov E.P., Ryabenko V.A. The melt rocks of the Boltysk impact crater? Ukraine USSR. *Contribution to Mineralogy and Petrology*. 1987. V.96. P. 56-62.
30. Державна геологічна карта України. Масштаб 1:200 000. Серія Центральноукраїнська. Аркуш М-36XXVII (Знам'янка). Київ, 2009.
31. Вальтер А.А., Рябенко В.А. Взрывные кратеры Украинского щита. Киев: Наук. думка, 1977. 156 с.
32. Радзивилл А.Я., Довгаль Ю.М. Тектоническое положение Болтышской кальдеры в структуре УКЩ. В кн.: Эволюция вулканизма в истории Земли. Москва, 1973. С. 218-220.
33. Радзивилл А.Я. Болтышская вулканоструктура (к проблеме фанерозойского вулканизма Украинского щита). *Тектоника и стратиграфия*. 1976. № 11. С. 3-8.
34. Ваганов В.И., Иванкин П.Ф., Кропоткин П.Н. Взрывные кольцевые структуры щитов и платформ. Москва: Недра, 1985. 200 с.
35. Федоришин Ю.І., Яковенко М.Б, Тріска Н.Т. Погляд на походження Бовтиської структури за результатами геофізичних та морфотектонічних досліджень. *Геодинаміка*. 2011. № 2 (11). С. 304-306.
36. Краюшкин В.А., Гуров Е.П. К перспективе поиска нефти и газа в астроблемах Украины. *Геол. журн.* 1989. № 1. С. 17-27.
37. Краюшкин В.А., Вакарчук Г.И., Гальченко В.А., Ключко В.П. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины. Киев: Ин-т геол. наук АН Украины, 1994. 62 с. (Препр. / АН Украины, Ин-т геол. наук; 1993-4).
38. Перспективи нафтогазоносності імпактних структур Українського щита. Звіт про геолого-тематичну роботу. Кер. Крупський Ю.З., викон. Михайлов В.А., Куровець І.М. та ін. ; НАК «Нафтогаз України». Київ. 2013. 207 с.
39. Геолого-економічний огляд родовищ горючих сланців України. Звіт

- ТОВ «Голден Дерік». Кер. Гринь Ф.В. Київ. 2011. 24 с.
40. Никаноров А.М. Справочник по гидрохимии. Ленинград: Гидрометеиздат, 1989. 392 с.
 41. Серебrenикова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа. Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ, 2008. 172 с.
 42. Сыркин А.М., Максимова Н.Е., Сергеева Л.Г. Химия воды. Уфа: УГНТУ, 2007. 95 с.
 43. Никаноров А.М. Гидрохимия. Санкт-Петербург: Гидрометеиздат, 2001. 444 с.

РОЗДІЛ 5

МЕТОДИКО-ТЕХНОЛОГІЧНІ ТА ПРИКЛАДНІ ЗАСАДИ КАРТУВАЛЬНИХ ОЗНАК НАФТОГАЗОНОСНОСТІ БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ

Вивчення нафтогазоносності імпактних структур цікавило як з точки зору картувальних ознак розломно-блокової тектоніки, тріщинних зон, зон розтягіння, так і приуроченості до них нафто- і газоносних ділянок.

Імпактні структури вивчались різними методами, в т.ч. аерокосмічними, морфометричними, геофізичними, структурно-геологічними, мінералого-петрографічними, геохімічними, гідрологічними та ін. Комплекс цих методів дозволяє визначити просторове положення структур, геолого-тектонічну позицію, модель глибинної будови, а, головне, довести обґрунтованість віднесення структур, що детально вивчаються, до імпактних чи астроблем. Значно складнішою є процедура оцінки перспектив імпактних структур на виявлення покладів нафти і газу. Звичайно, такі оцінки можуть бути одержані при пошуково-розвідувальних роботах за допомогою буріння численних св. Це вимагає вкладення значних обсягів фінансування і може бути реалізовано впродовж тривалого часового інтервалу. Така ситуація стимулює розробку приповерхневих методів і методик оцінки нафтогазоносності імпактних структур.

5.1 Методика оцінки нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури з використанням комплексу структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних методів

Для оцінки вуглеводневого потенціалу імпактних структур вперше була запропонована комплексна технологія СТАГГД, до якої нами вперше на пошуковому об'єкті – Бовтиській астроблемі – були включені гідрологічні та гідрологічні формуючі пошукові критерії. Принципова схема наведена на рис. 5.1.

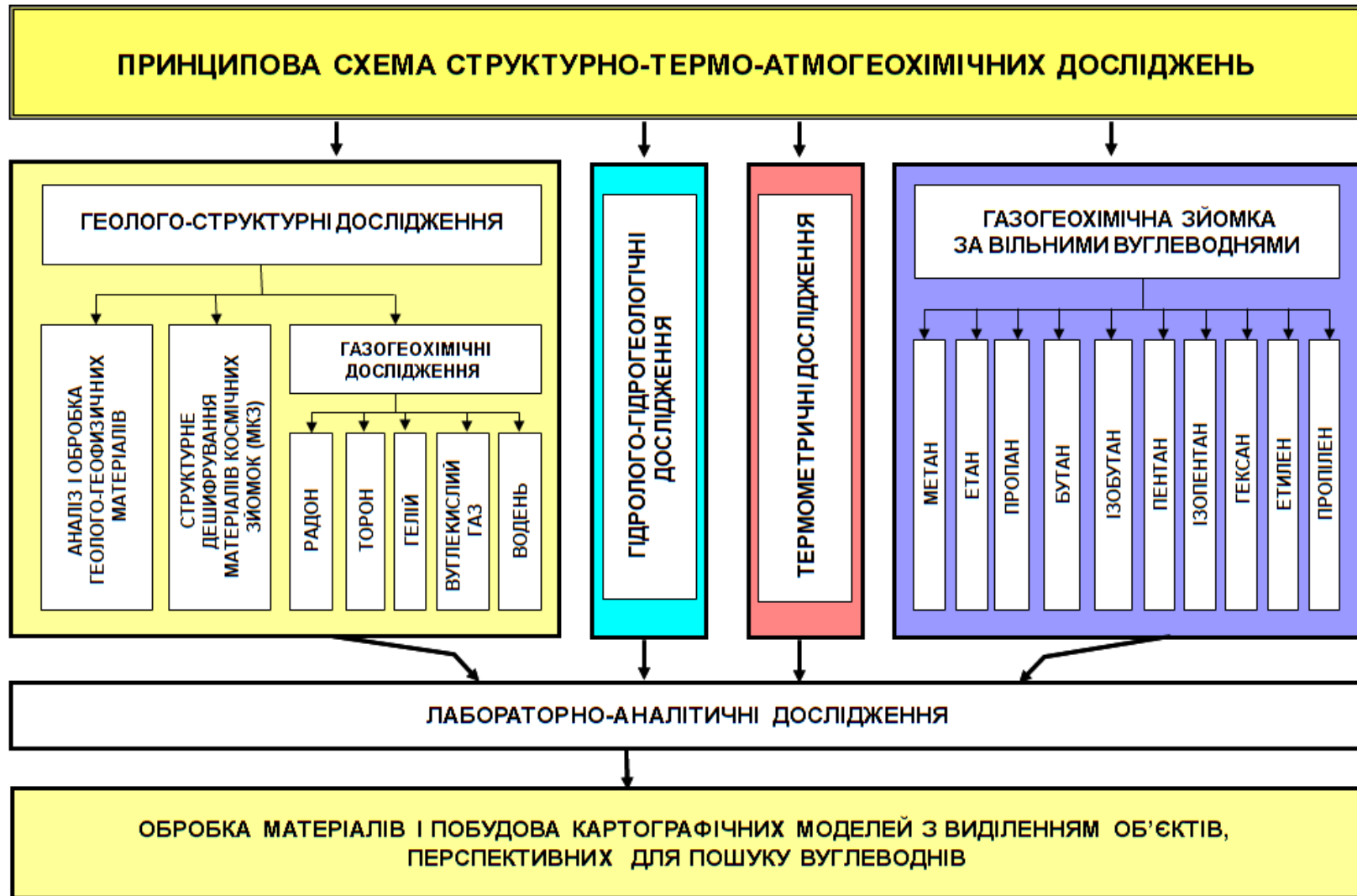


Рис. 5.1. Принципова схема СТАГГД пошуку ВВ

Така пошукова технологія була вперше використана при оцінці вуглеводневих перспектив Бовтиської структури. В основу цієї технології пошуків ВВ, покладений досвід та адаптація вивчення нафтогазоносності різних структур та об'єктів як на суходолі, так і в акваторіях морів, а також на окремих імпактних структурах України (Оболонська, Зеленогайська, Ротмистрівська та ін.).

Науково-методичні основи та особливості застосування як методики в цілому, так і окремих методів висвітлені в численних публікаціях [1, 2, 3, 4], методика запатентована [5].

За напрямками і змістом виділяються 6 блоків досліджень за методикою СТАГГД: геолого-структурні, гідрогеологічні, гідрологічні, термометричні дослідження, газо-геохімічна зйомка за вільними ВВ, лабораторно-аналітичні дослідження, обробка матеріалів досліджень і побудова картографічних моделей з виділенням об'єктів, перспективних на пошуки ВВ, які виконуються у чотири послідовні етапи.

Впровадження комплексу методів СТАГГД до умов астроблем базується на наступних положеннях:

1. Кожна імпактна структура має свої особливості як за будовою, так і за складом кратерних і позакратерних утворень, розподілом структурних, тектонічних, атмогеохімічних, гідрологічних і гідрогеохімічних, термічних та інших показників, що фіксуються на денній поверхні за їх розподілом.

2. Формування імпактних структур супроводжується утворенням зон катаклазу, брекчирування, підвищеної тріщинуватості та проникності, розмір яких залежить від розміру кратера. Вони впливають на характер та інтенсивність процесів міграції як органічних (зверху-вниз), так і абіотичних (знизу-вверх) сполук та елементів з утворенням скупчень ВВ. Такі зони знаходять відображення в термічних і атмогеохімічних полях, змінах гідрологічних та гідрогеохімічних показників та процесів, які відображаються як у КФ, так і в осадовому чохлі.

3. Розподіли аномальних та фонових показників – вуглеводневих критеріїв та їх змін використовуються як індикатори покладів, що залягають на глибині, або сприятливих умов для формування скупчень ВВ у кристалічних породах.

Підготовчий етап досліджень

Підготовчий етап передбачає збір, систематизацію та аналіз геолого-геофізичних, гідролого-гідрологічних та інших матеріалів, створення комп'ютерних баз картографічних і фактографічних даних. Етап спрямований на створення картографічної основи для визначення геоморфологічної, структурно-геологічної, тектонічної позиції ділянок, що плануються до вивчення їх нафтогазоносності з застосуванням технології СТАГГД, проводиться порівняльний аналіз з відомими продуктивними на ВВ імпактними структурами, подібними за позицією, віком утворення, комплексом характеристик та ознак.

Враховуючи теоретичну залежність структурно-просторового положення імпактних структур та умов формування в них скупчень чи покладів ВВ від геодинамічного режиму, активності окремих тектонічних порушень, зон розуцільнення та підвищеної проникності гірських порід різного рангу та генезису, головна увага приділялась структурно-тектонічним дослідженням. Розробляються уявлення, показники, моделі геологічних, структурно-стратиграфічних, геодинамічних, гідролого-гідрологічних умов формування потенційних покладів ВВ як безпосередньо в імпактній структурі, так і поза її межами, на площах, що зазнали впливу при формуванні імпактної структури.

Умовно структурно-геологічні та інші дослідження підготовчого етапу можна розділити на два підетапи: використання фондових матеріалів регіональних досліджень району розташування імпактної структури і натурних локальних досліджень безпосередньо імпактної структури (її кратера, кільцевого валу).

Геолого-структурно-тектонічні дослідження передбачали збір, систематизацію та переінтерпретацію матеріалів, що висвітлюють особливості геологічної, структурно-тектонічної будови та газоносності площі досліджень; створення комп'ютерних фактографічних і картографічних баз даних.

Дослідження фактографічних геолого-структурних матеріалів вирішують наступні задачі: вивчення регіональної структурно-тектонічної будови і просторового розташування площ, де планується проведення СТАГГД і складається комплект карт, що висвітлює регіональне положення ділянки робіт; вивчення особливостей геологічної, структурно-тектонічної будови та характеристик конкретних об'єктів СТАГГД, спрямоване на підготовку карт, які б висвітлювали особливості геологічної будови ділянки досліджень; створення робочої картографічної основи. На основі напрацьованих матеріалів визначаються обсяги робіт, мережа пунктів спостережень (ПС).

Структурне дешифрування та інтерпретація МКЗ. При регіональних дослідженнях аналізуються дешифрування та інтерпретації МКЗ. Метою робіт є виявлення неотектонічно активних порушень на основі їх закономірного зв'язку з типами сучасних структур і формами рельєфу, оцінка просторового співставлення результатів структурно-тектонічних досліджень з даними дешифрування МКЗ.

Локальні дослідження полягають у дешифруванні та інтерпретації МКЗ на ділянці безпосереднього проведення польових робіт. Основною метою цих робіт є виділення та картування неотектонічно активних зон, які є проявами порушень та зон підвищеної тріщинуватості і виражені через лінеamenti або КС.

Для дешифрування використовуються космічні знімки різних типів (КАТЕ-200, МКФ-6, Landsat MSS, Landsat ETM, радарні космознімки SAR-1 та SAR-2, аерофотознімки).

При дешифруванні космознімків використовується спеціальне програмне забезпечення ERDAS Imagine та ER Mapper, що дозволяє здійснювати різноманітні операції з багатоканальними знімками, комплексування каналів, зміну освітлення знімку, синтезування багатоканальних знімків, обробку радарних знімків, виконувати прив'язку космо- та аерознімків із врахуванням кривизни Землі, використовувати спеціальні фільтри, які підкреслюють різноманітні характеристики зображення.

Всі елементи, що виявлені при дешифруванні космо- та аерознімків, конвертуються та прив'язуються у програмному пакеті MapInfo з метою зіставлення з елементами геологічної будови, виявленими при структурно-тектонічних дослідженнях.

Результати структурного дешифрування та інтерпретації МКЗ відображаються на картах результатів дешифрування по кожній із ділянок досліджень.

За результатами робіт підготовчого етапу уточнюється розташування ПС - пунктів спостережень.

Польові дослідження

Польові приповерхневі дослідження проводяться за трьома основними критеріальними ознаками: перший – еманаційні (атмогеохімічні - визначення активності радону, торону) і газо-геохімічні (визначення об'ємної концентрації гелію, водню, вуглекислого газу, а також метану та його гомологів) дослідження; другий напрямок – термометричні; третій – гідрологічні дослідження. Об'єктом газо-геохімічних досліджень є підґрунтове повітря; термометричних – підґрунтовий шар порід; гідролого-гідрогеологічних – річкові системи та їх зв'язок з інфільтраційно-підземними водами, а також визначення їх геотермічних та геохімічних особливостей.

Термометричні дослідження виконуються з метою вивчення характеру розподілу температурного поля в межах імпаکتної структури і оточуючій території і встановлення локальних аномальних ділянок як

індикаторів можливих покладів ВВ. У цілому характер температурного поля пов'язаний з особливостями відображення геотермічних сигналів.

Еманаційні атмогеохімічні дослідження виконуються з метою виявлення геодинамічно стабільних блоків, зон підвищеної флюїдопроникності, де можливі формуючі умови міграції та скупчень ВВ - покладів нафти і газу. Геодинамічно стабільний блок забезпечує збереження покладу від дегазації і руйнації [6, 7, 8, 9, 19].

Гідролого-гідрогеологічні дослідження дають змогу визначити інфільтраційні формуючі ділянки - умови відновлення, а також критеріальні показники прогнозних особливостей покладу.

Газо-геохімічні дослідження мають за мету одержання інформації щодо визначення прямопошукових критеріїв досліджень за вуглеводневих критеріїв та їх головних формуючих компонентів.

За походженням газо-геохімічні показники (вуглекислий газ, гелій, водень, метан та його гомологи) можна поділити на дві групи індикаторів – газові і вуглеводневі.

Газові індикатори - показники мантійних процесів кристалічних порід. До них входять: водень, гелій, вуглекислий газ, які використовуються для оцінки наявності глибинних флюїдомасопотоків, типу порушень та їх проникності

Вуглекислий газ – вказує на протікання окисних процесів і проникність порід на ділянці досліджень.

Гелій – аномалії вказують на наявність глибинних похідних (ВВ) флюїдомасопотоків.

Водень – один з найважливіших складових пошукових генетичних критеріїв вуглеводневих компонентів мантійного походження, а також слугує індикатором нафтогазоносності кристалічних порід.

Вуглеводневі індикатори. До них входять метан і його гомологи (етан, етилен, пропан, пропілен, ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан), які

просторово і генетично пов'язані з вуглеводневими покладами чи скупченнями, мігрують через товщу гірських порід до денної поверхні [20].

В якості основного теоретичного та практично підтвердженого положення для вуглеводневих газів приймалось наступне: над кожним скупченням, родовищем ВВ існує безперервний потік дифузійно-розсіяних газів, який фіксується на земній поверхні у вигляді геохімічних аномалій у ґрунтах, підґрунтовому повітрі, верхній частині геологічного розрізу гірських порід, підземних водах.

Методика польових досліджень детально висвітлена в роботах І.Д. Багрія і колег [1, 10-12].

Лабораторно-аналітичні дослідження

В процесі досліджень виконуються виміри концентрацій газів: вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів у пробах, відібраних під час польових робіт. Вирішення цих завдань забезпечувалось сучасним хроматографічним комплексом.

Обробка та інтерпретація даних

Обробка та інтерпретація даних СТАГГД є важливим і відповідальним етапом досліджень тому, що саме він повинен забезпечити кінцевий результат – оцінку нафтогазоперспективності об'єктів, що вивчались (площ, ділянок, структур) і зводиться до наступних головних операцій:

- перевірка даних на коректність;
- математично-статистична обробка даних польових та лабораторних досліджень з метою визначення фонових та аномальних значень кожного показника в рядах даних, які є вихідними параметрами для обґрунтованої інтерпретації результатів СТАГГД;
- зіставлення результатів попередніх етапів (структурно-тектонічних, дешифрування МКЗ) з картографічним відображенням результатів польових і лабораторних досліджень;
- виконання картографічних побудов (за результатами математично-статистичної обробки), які характеризують площинне розміщення виявлених

аномалій (термометричних, еманацийних, газо-геохімічних) і фонових полів та слугують підґрунтям для відповідних висновків, прогнозів, рекомендацій;

– комплексна оцінка результатів СТАГГД з позицій їх інформативності щодо особливостей розподілу вуглеводневих газів і виявлення ділянок, як можливих об’єктів пошуку ВВ, та визначення зон сучасної геодинамічної активності.

Математично-статистична обробка даних польових та лабораторних досліджень.

Всі показники підлягають статистичній обробці даних з визначенням фонових та мінімально-аномальних значень. З цією метою була розроблена методика математично-статистичного аналізу результатів СТАГГД та встановлена оптимальна схема її реалізації (рис. 5.2).

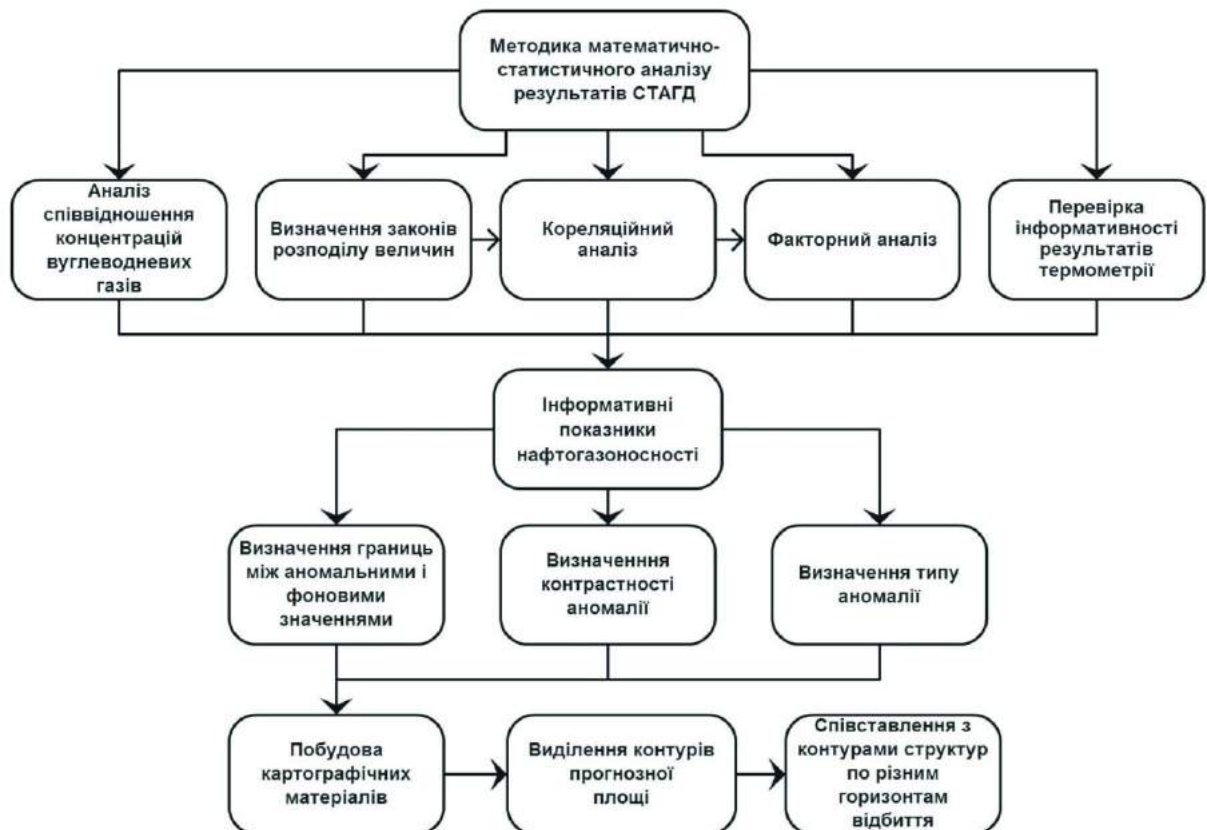


Рис. 5.2. Принципова схема реалізації методики математично-статистичного аналізу результатів СТАГГД

Кореляційний аналіз.

Результати статистичної обробки рядів споріднених даних та вивчення міри їх корелятивності дозволяють перейти до розробки інтегральних коефіцієнтів [16-18].

Інтегральні коефіцієнти. Розрахунки інтегральних коефіцієнтів полягають у поєднанні рядів значень незалежних між собою показників в єдиний комплексний.

З метою визначення геодинамічної активності об'єкту досліджень застосовується інтегральний коефіцієнт (Кі) (5.1).

$$Ki = \frac{\left(\frac{C_{Rn}}{C_{\phi Rn}} + \frac{C_{Tn}}{C_{\phi Tn}} + \frac{C_{CO_2}}{C_{\phi CO_2}} \right)}{3}, \quad (5.1)$$

де: C_{Rn} , C_{Tn} , C_{CO_2} – концентрація радону, торону, вуглекислого газу у ПС;

$C_{\phi Rn}$, $C_{\phi Tn}$, $C_{\phi CO_2}$ – фонове значення вмісту радону, торону, вуглекислого газу на території досліджень;

«3» – кількість компонентів в інтегральному коефіцієнті.

Графічне відображення показників Кі дозволяє виконати геодинамічне районування території досліджень. Низькі значення Кі відповідають геодинамічно стабільним ділянкам, а аномальні – геодинамічно активним (порушення, зони тріщинуватості).

Для визначення сумарного потоку вуглеводневих газів використовується інтегральний коефіцієнт суми гомологів метану (C_{Σ}) (етан, пропан, ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан, етилен, пропілен)

$$C_{\Sigma} = \sum C_{i(C_2-C_6)}, \quad (5.2)$$

де: $C_{i(C_2-C_6)}$ – сума вмісту ВВ у ПС, визначених при хроматографічному аналізі від етану С₂ до гексану С₆.

Аналіз просторового розподілу значень інтегрального коефіцієнту C_{Σ} (за допомогою картографічних моделей) дозволяє районувати територію, щодо можливих шляхів міграції і накопичення ВВ.

Оцінка перспективності ділянок.

При оцінці перспективності ділянок на виявлення скупчень вуглеводневих газів використовуються структурно-тектонічний індикатор для районування території за структурно-тектонічними, структурними, розломно-блоковими умовами формування і збереження скупчень ВВ і визначається за даними попередніх геолого-геофізичних досліджень. Такий аналіз 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 порушень у формуванні скупчень ВВ.

З метою вивчення сучасної геодинамічної активності в межах ділянки досліджень проводиться зіставлення результатів дешифрування МКЗ з наявними геолого-геофізичними побудовами та оцінка їх співпадання.

Обґрунтована інтерпретація аномальних і фонових полів показників СТАГГД здійснювалась при комплексному аналізі структурно-тектонічних, термометричних, еманційних, газових і вуглеводневих індикаторів та наявній інформації про нафтогазоносність території досліджень.

Оцінка перспективності об'єктів на пошуки покладів ВВ в імпактних структурах за методикою СТАГГД визначалась головним чином через характер розподілу аномальних та фонових значень окремих та інтегральних показників з урахуванням вивченості, структурно-тектонічних особливостей та оцінки нафтогазоносності структур. Як вказувалось вище, імпактна структура вносить зміни у будову геологічного середовища. Однак найбільш визначеними з геоморфологічних ознак є центральне підняття, кратер, кільцевий вал. Такі об'єкти повинні фіксуватись за зміною показників СТАГГД. Система індикаторів (критеріїв) нафтогазоносності імпактних структур слугувала важливою і відповідальною задачею, що розроблялась вперше.

Вирішення цієї задачі виходило із наступних уявлень:

- визначення особливостей та характеру прояву покладів ВВ у приповерхневих температурних, еманацийних та газових полях:
 - відсутність у межах площі досліджень аномальних значень гомологів метану (відсутність розвантаження ВВ);
 - наявність аномалій гомологів важких ВВ по периферії перспективних (фонових) ділянок (наявність розвантаження ВВ, що свідчить про існування тривалого їх підтоку і можливості формування нафтових покладів в кристалічних породах);
 - відсутність аномальних значень еманацийних показників (геодинамічно пасивні площі), про що свідчать значні концентрації H_2 -водню, Не-гелію та CO_2 -вуглекислого газу;
- будови імпактних структур і проявів їх морфологічних елементів у приповерхневих температурних, еманацийних та газових полях:
 - морфологічні елементи імпактної структури визначаються за допомогою дешифрування МКЗ (проявів у рельєфі кратера, кільцевого валу; центрального підняття, проявів у гідромережі кратера, кільцевого валу, центрального підняття);
 - проявів кільцевого валу в еманацийних полях (зони стиснення);
 - проявів зон сповзання і руйнації в газових полях як зон розтягнення;
- науково-методичних розробок, результатів багаторічних досліджень за технологією СТАГГД.

За розробленими індикаторами (критеріями) будувались прогностичні карти, де виділяються прогностні ділянки та надаються рекомендації щодо їх подальшого вивчення різними методами і проведення пошукових робіт на ВВ [13-15].

5.2 Аналіз результатів комплексних досліджень

Результати досліджень за СТАГГД слугують інформаційною основою геологічних, натурних, лабораторних, математико-статистичних побудов та розрахунків.

Аналіз комплексу геолого-геофізичних матеріалів та матеріалів детального дешифрування МКЗ з метою уточнення структурно-тектонічних особливостей Бовтиської імпаکتної структури, слугували обґрунтуванням направленої корекції польових досліджень, місць можливого формування перспективних площ та ділянок та їх пошукових ознак.

Дешифрування та інтерпретація космічних знімків

Для складання детальної схеми дешифрування були використані космічні знімки Landsat ETM+, насамперед 8-й канал високого розрізнення, збільшений до масштабу 1:50 000.

Відображення Бовтиської структури на космознімках показано на рис. 5.3, 5.4.



Рис. 5.3. Відображення Бовтиської структури на космознімку Landsat ETM+

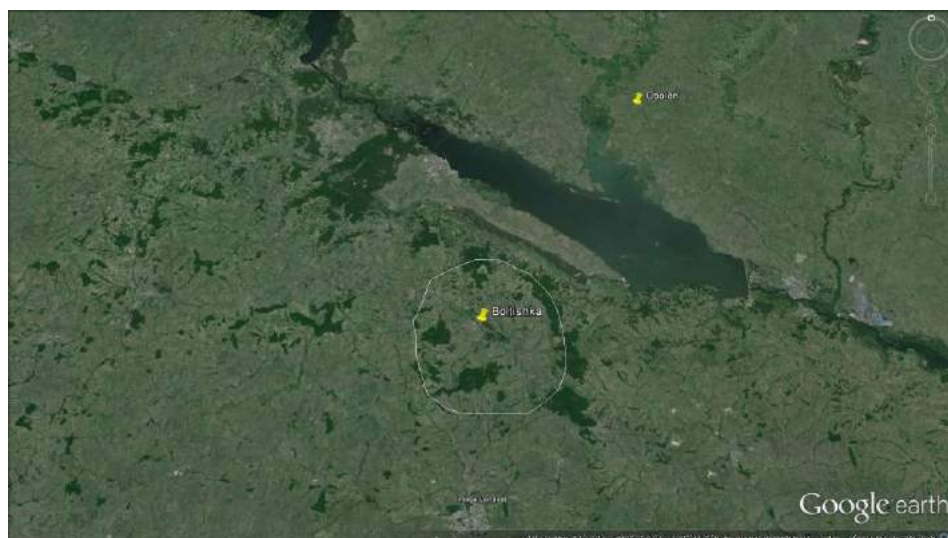


Рис. 5.4. Дешифрування Бовтиської структури на космознімку Landsat ETM+

Детальна схема дешифрування матеріалів дистанційних досліджень (лінеamenti та дугові елементи КС, накладені на ізолінії (ізогіпси) сучасного рельєфу та гідромережу) наведена на рис. 5.5.

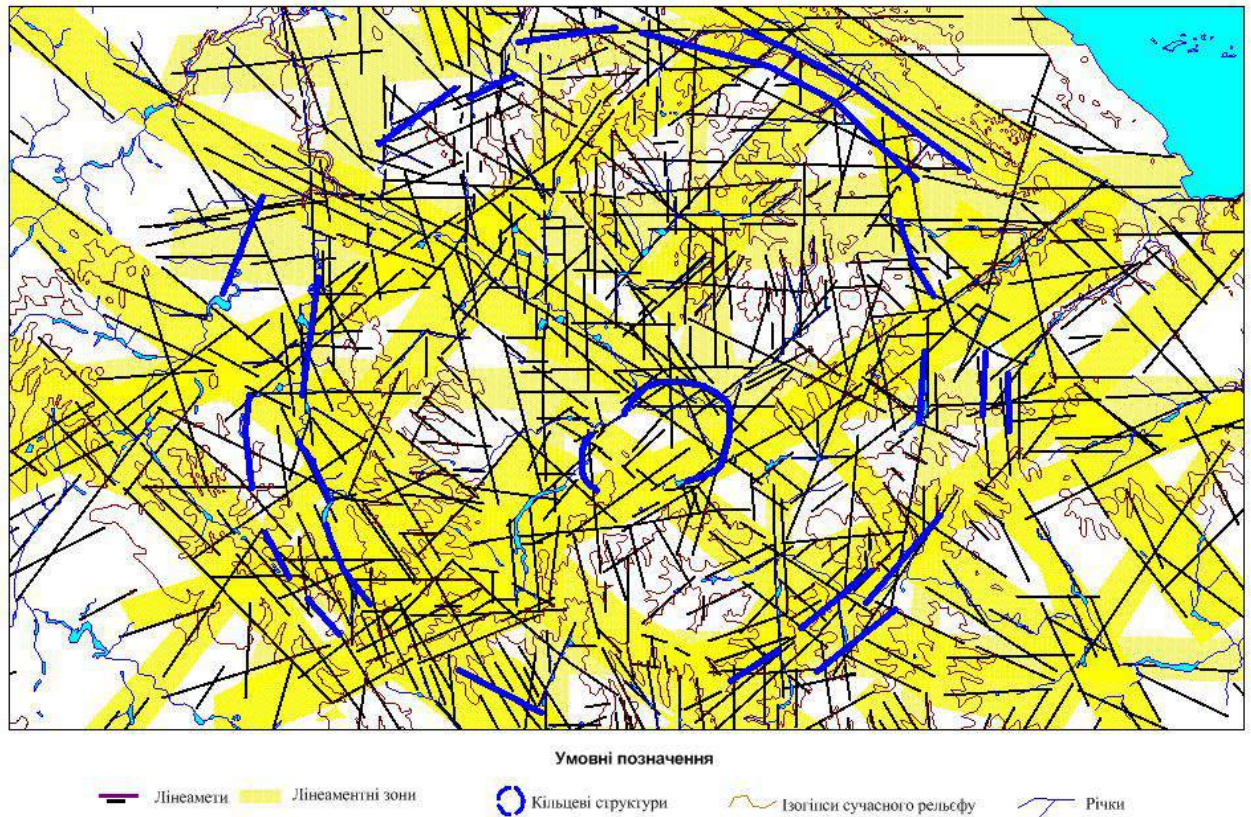


Рис. 5.5 Детальна схема дешифрування космознімків Бовтиської структури (лінеamenti та дугові елементи КС накладені на ізолінії (ізогіпси) сучасного рельєфу та гідромережу)

Локальні лінеamenti об'єднуються у лінеаментні зони (ЛЗ). Скрізь район досліджень – Бовтиська імпактна структура і прилеглі території – проходить 23 таких зони, що позначені чорними арабськими цифрами на рис. 5.6, 5.7.

По створеній детальній схемі дешифрування був виконаний статистичний аналіз поля лінеаментів за допомогою програми «WinLessa». У результаті аналізу були побудовані роза лінеаментів Бовтиської структури (рис. 5.8) і карта щільності лінеаментів (рис. 5.9).

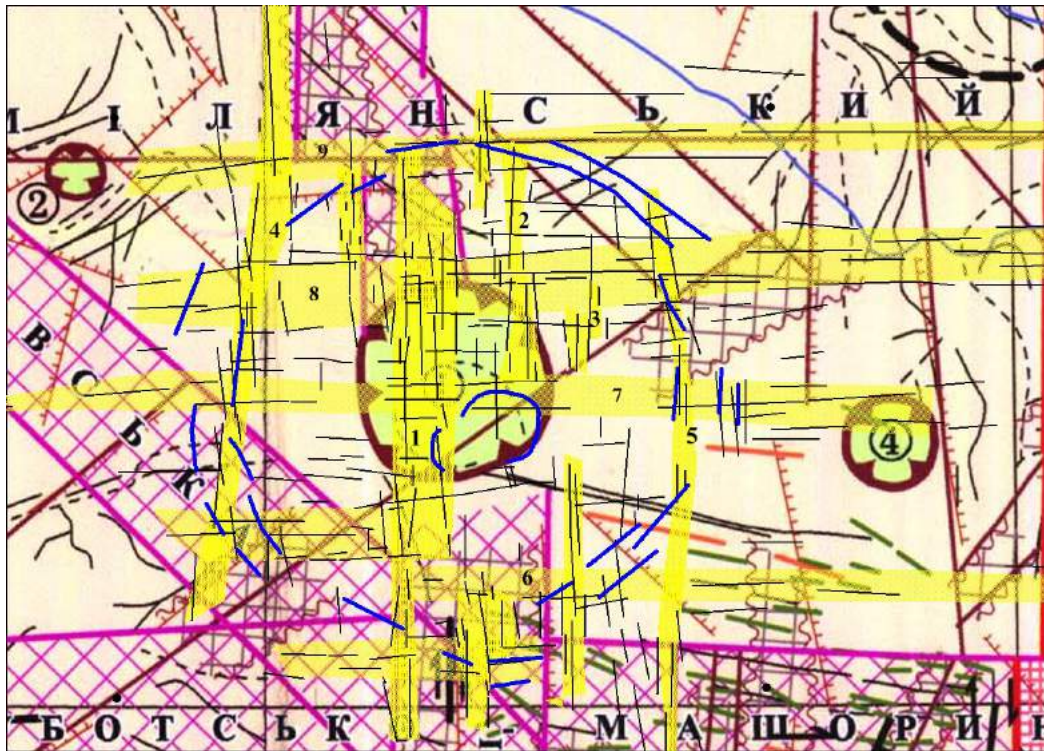


Рис. 5.6. Співставлення ЛЗ меридіонального та широтного простягання з Геофізичною основою тектонічної карти України, 2002 р.



Рис. 5.7. Співставлення ЛЗ північно-західного та північ-північно-східного простягання з Геофізичною основою тектонічної карти України, 2002 р.

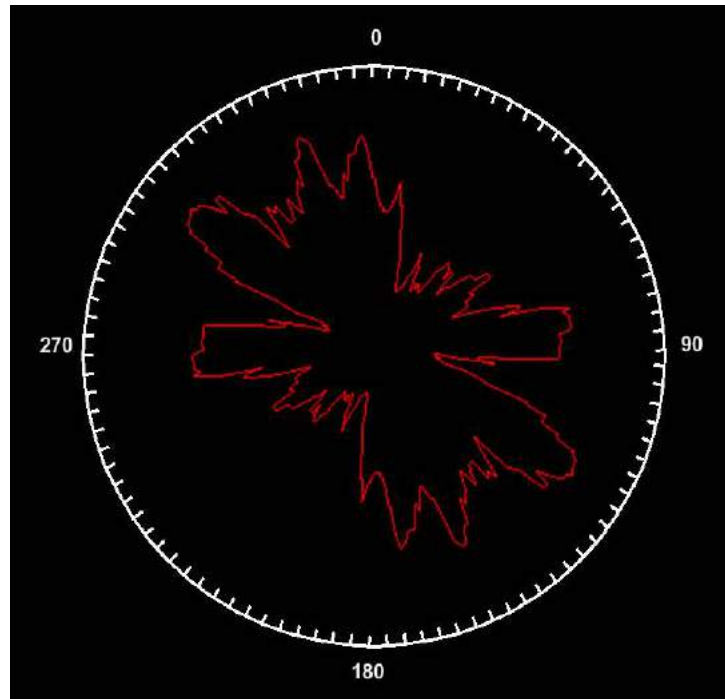


Рис. 5.8. Роза напрямків лінеаментів у межах Бовтиської структури

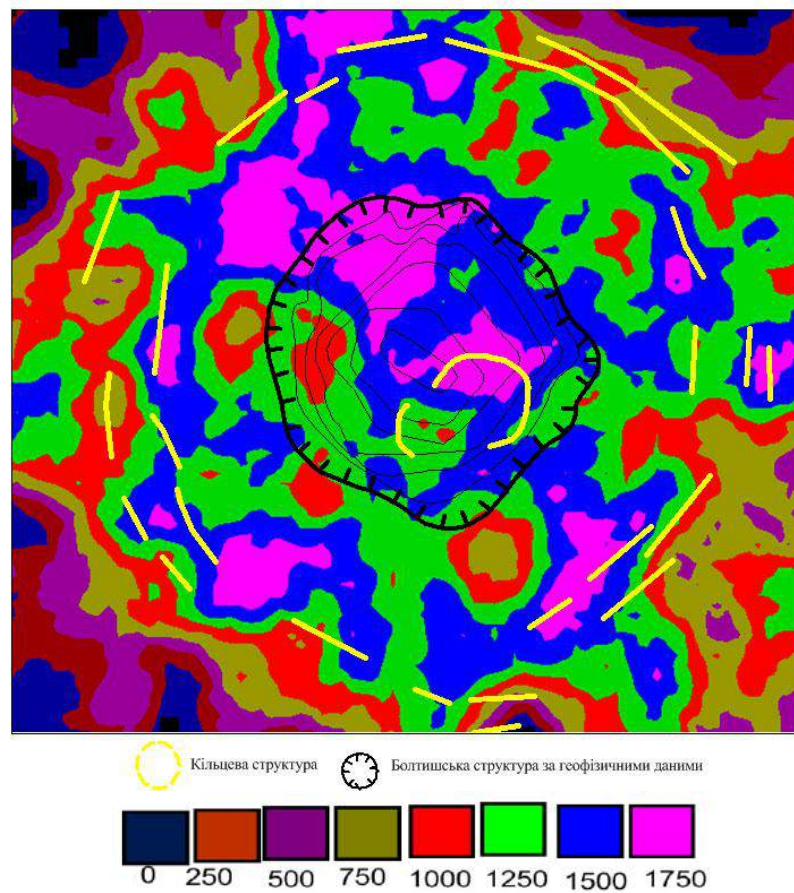


Рис. 5.9. Схема щільності лінеаментів Бовтиської структури (пікс/см²)

Згідно рози лінеаментів у межах Бовтиської структури найбільш розповсюдженими є лінеаменти північ-північно-західного (330-340°), північно-західного (310-315°) та широтного (270°) простягання, також чітко виділяються лінеаменти північ-північно-східного (15-25°) та північно-східного (45°) простягання. Лінеаменти меридіонального напрямку виражені слабше.

На карті щільності лінеаментів чітко виділяється вся Бовтиська структура, що характеризується середніми та високими значеннями щільності лінеаментів (1000-1700). Максимальними значеннями щільності лінеаментів (1250-1750) характеризується периферійна частина структури. Цікаво відмітити, що центральна частина Бовтиської структури, як вона відображена на схемі щільності лінеаментів, більшою частиною співпадає з контуром Бовтиської структури, виділеної за геофізичними даними.

Геоморфологічний аналіз Бовтиської структури, виконаний з допомогою програми «Global Mapper», показав, що структура виражена у сучасному рельєфі як конусовидна депресія (рис. 5.10). Максимальні відмітки водорозділів, що облямовують Бовтиську КС, можливо вказують на знаходження корінного валу, що утворився навколо Бовтиського кратера. На нашу думку, саме за корінним валом, який опосередковано проявляється у сучасному рельєфі, дешифрується велика КС.

Про це також свідчать геологічні данні: діаметр Бовтиського кратера – 24 км, ширина корінного валу – 7 км, таким чином діаметр Бовтиської імпактної структури складає 38 км. Діаметр віддешифрованої на космознімках КС – 44 км, що є наближенням до діаметру Бовтиської імпактної структури.

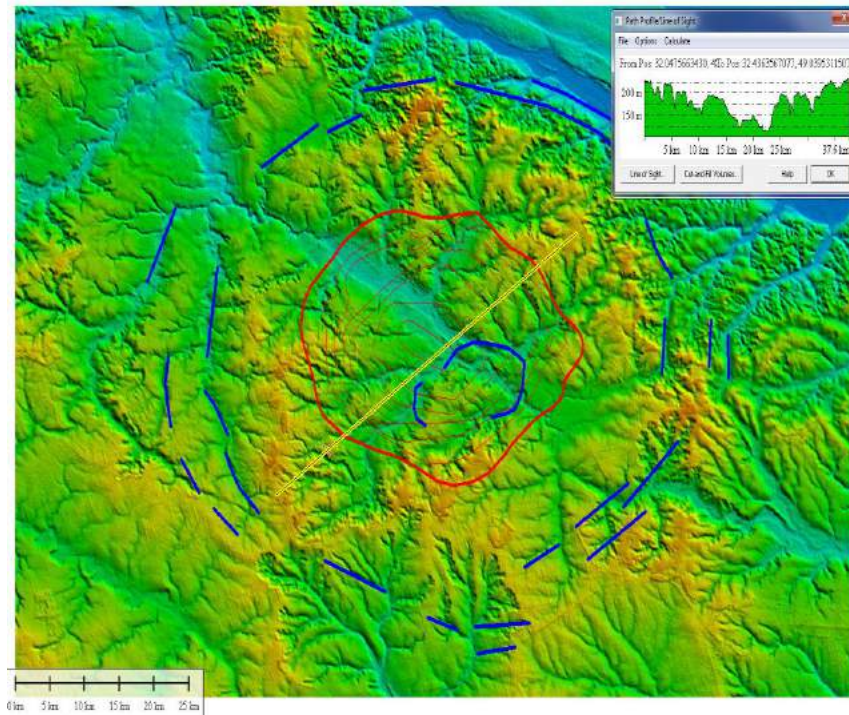


Рис. 5.10. Вираженість Бовтиської КС у 3D рельєфі сучасної земної поверхні та геоморфологічний профіль через структуру з північного сходу на південний захід (ізолініями відображено гравітаційне поле в межах Бовтиської структури)

Польові дослідження

Польові дослідження у межах Бовтиської структури за методикою СТАГГД проводились у серпні 2014 р. [21], гідрологічні – у жовтні 2016 р., основні результати викладені в публікації [22].

У ході проведення польових робіт виконано:

- температурну площинну зйомку, при якій здійснено вимір температури у підґрунтовому шарі порід у 181 ПС;
- атмогеохімічну (еманаційні і атмогазо-геохімічні дослідження) зйомку, при якій здійснено вимір вмісту Rn , Tn , H_2 , He , CO_2 у підґрунтовому повітрі параметрів у 181 ПС;
- площинні геохімічні дослідження, під час яких зроблено відбір проб газу підґрунтового повітря у 181 ПС для подальшого геохімічного аналізу на об'ємну концентрацію у пробі вуглеводневого спектру: метану,

етану, етилену, пропану, пропілену, ізобутану, бутану, ізопентану, пентану, гексану.

Дослідження виконані на площі майже 1951 км² з кроком 4x4 км за межами кратера і 3x3 км в його межах. На окремих профілях крок між ПС дорівнював 1-2 км.

Кореляційний аналіз

Після проведення детального аналізу комплексу температурних і атмогеохімічних показників СТАГГД був виконаний кореляційний аналіз і розрахований коефіцієнт парної кореляції для визначення взаємозв'язку між показниками (за допомогою програми Excel, модуля «Аналіз даних» функції Кореляція).

Отримані за технологією СТАГГД масиви даних пошукових ознак аналізувались за результатами факторного та кореляційного аналізу і склали аналітичну основу картографічних побудов, що надійно кореспондувались з геодинамічними, аерокосмічними, а також з залученими матеріалами магнітометричних досліджень та результатів петрогустиного моделювання.

Такий узагальнюючий технологічний підхід значно підвищує можливість картувальних ознак площ та ділянок на ВВ.

Крім того, враховуючи аналітичні напрацювання масивів даних газогеохімічних досліджень за критеріальними показниками нафтогазоносності кристалічних порід за He, CO₂ та, особливо, H₂ – воднем, побудовані моделі слугуватимуть надійним підґрунтям для уточнення місць закладання параметричних пошукових свердловин у кристалічному фундаменті на видобуток ВВ.

Значущість коефіцієнту кореляції залежить від кількості відібраних і проаналізованих проб (N) та рівня значущості (α), який обирає дослідник. Так, при N=181 (кількість ПС і відібраних проб на ділянці СТАГГД) та $\alpha=0,001$ зв'язок є значущим, якщо $0,24 \leq |K_i|$, середнім – $0,19 \leq |K_i| < 0,24$, слабким – $0,15 \leq |K_i| < 0,19$.

Виходячи з розрахованих коефіцієнтів парної кореляції (табл. 5.1) встановлено, що взаємозв'язок між радоном і тороном ($K_{Rn-Tn} = 0,47$), радоном і вуглекислим газом ($K_{Rn-CO_2} = 0,61$) значимий, а між тороном і вуглекислим газом ($K_{Tn-CO_2} = 0,23$) середній. Радон має слабкий і середній від'ємний кореляційний зв'язок з усіма вуглеводневими газами. За допомогою радону, торону і вуглекислого газу найбільш впевнено фіксуються геодинамічно-активні зони. Слабкий коефіцієнт кореляції між радоном і тороном виникає, коли торон облямовує радонові аномалії, це виникає при похилому порушенні. Торон не корелює з жодним з вуглеводневих газів, що свідчить на відсутність зв'язку між ними.

Вуглекислий газ середньо позитивно корелює з метаном, що свідчить про процеси сучасного окислення вуглеводневих газів.

Гелій не корелює з жодним з газів. Це вказує на його окреме походження, не пов'язане з геодинамічною активністю чи з шляхами міграції вуглеводневих газів.

Водень значимо корелює з усіма вуглеводневими газами, що свідчить про його зв'язок з шляхами міграції вуглеводневих газів, але з ростом складності молекул коефіцієнт парної кореляції зменшується від етану (0,61) до пентану (0,47). З метаном коефіцієнт парної кореляції водню дорівнює 0,55. Метан значимо корелює з усіма вуглеводневими газами.

Водень та важкі вуглеводневі гази значимо позитивно корелюють між собою. Це вказує на їх єдиний генезис і надходження у підгрунтове повітря. Від'ємна середня кореляція з радоном вказує, що при збільшенні концентрації радону в підгрунтовому повітрі, зменшується концентрація вуглеводневих газів і навпаки. Це свідчить про те, що підвищені значення вуглеводневих газів фіксуються, як правило, поза межами зон геотектонічної активності (підвищені значення радону).

Обробка масиву даних проведена із застосуванням математико-статистичних методів (табл. 5.2).

Таблиця 5.1

Результати кореляційного аналізу даних СТАГГД

	<i>T,оC</i>	<i>QRn</i>	<i>QTn</i>	<i>He</i> <i>E-3</i>	<i>H2</i> <i>E-3</i>	<i>CO2</i>	<i>CH4</i> <i>E-5</i>	<i>C2H6</i> <i>E-6</i>	<i>C2H4</i> <i>E-6</i>	<i>C3H8</i> <i>E-6</i>	<i>iC4H10</i> <i>E-6</i>	<i>nC4H10</i> <i>E-6</i>	<i>C3H6</i> <i>E-6</i>	<i>iC5H12</i> <i>E-6</i>	<i>nC5H12</i> <i>E-6</i>	<i>nC6H14</i> <i>E-6</i>	
<i>T,оC</i>	1,00																
<i>QRn</i>	-0,23	1,00															
<i>QTn</i>	-0,06	0,47	1,00														
<i>HeE-3</i>	0,009	-0,061	-0,027	1,000													
<i>H2E-3</i>	-0,026	-0,121	-0,021	-0,067	1,000												
<i>CO2</i>	-0,101	0,610	0,230	-0,031	-0,063	1,000											
<i>CH4E-5</i>	0,203	-0,199	-0,097	-0,109	0,553	0,221	1,000										
<i>C2H6E-6</i>	0,148	-0,183	-0,125	-0,010	0,614	-0,037	0,704	1,000									
<i>C2H4E-6</i>	0,095	-0,200	0,048	-0,113	0,546	-0,088	0,735	0,581	1,000								
<i>C3H8E-6</i>	0,120	-0,198	-0,022	-0,078	0,654	-0,054	0,814	0,871	0,849	1,000							
<i>iC4H10E-6</i>	0,077	-0,216	0,075	-0,132	0,465	-0,087	0,720	0,447	0,910	0,784	1,000						
<i>nC4H10E-6</i>	0,089	-0,214	0,040	-0,124	0,489	-0,096	0,738	0,501	0,960	0,821	0,945	1,000					
<i>C3H6E-6</i>	0,105	-0,204	0,018	-0,093	0,568	-0,086	0,736	0,642	0,986	0,876	0,872	0,938	1,000				
<i>iC5H12 E-6</i>	0,088	-0,207	0,039	-0,128	0,481	-0,094	0,719	0,484	0,962	0,807	0,934	0,994	0,936	1,000			
<i>nC5H12 E-6</i>	0,092	-0,202	0,042	-0,136	0,476	-0,094	0,713	0,480	0,955	0,802	0,927	0,990	0,930	0,997	1,000		
<i>nC6H14 E-6</i>	0,106	-0,212	0,017	-0,117	0,473	-0,098	0,712	0,490	0,957	0,806	0,925	0,984	0,935	0,990	0,989	1,000	

Коефіцієнт парної кореляція в залежності від рівня значущості для 181 проби становить:

0.15<K<0.19	Слабка кореляція ($\alpha=0,5$)
0.19<K<0.24	Середня кореляція ($\alpha=0,01$)
K>0.24	Сильна кореляція ($\alpha=0,001$)

Таблиця 5.2

Зведені результати математично-статистичної обробки даних лабораторно-аналітичних досліджень за технологією СТАГГД на Бовтиській імпактній структурі (площа досліджень 1951 км², ПС 181)

Визначені компоненти	Кількість проб (n)	Результати математично-статистичної обробки даних								
		<i>Min</i>	<i>max</i>	<i>Cф</i>	<i>tS</i>	<i>D</i>	<i>S</i>	<i>Cma</i>	<i>Ca</i>	<i>C3S</i>
температура, °C	181	15,7	30	22,72	0,39	6,87	2,62	24,03	26,65	30,58
радон, Бк/дм ³	181	0	33,72	2,33	0,35	4,93	2,22	3,45	5,67	9
торон, Бк/дм ³	181	0	72,04	26,63	1,88	158,67	12,6	32,93	45,52	64,42
гелій (He) 10 ⁻³ , об.%	33	0,33	7,91	Всі показники аномальні						
водень (H ₂) 10 ⁻³ , об.%	82	0,16	16,93	0,78	0,14	0,8	0,89	1,22	2,12	3,45
вуглекислий газ (CO ₂), об.%	181	0	7,73	0,22	0,02	0,02	0,14	0,29	0,43	0,64
метан (CH ₄), 10 ⁻⁵ об.%	181	5,81	113,1	37,29	2,18	214,46	14,64	44,61	59,25	81,22
етан (C ₂ H ₆), 10 ⁻⁶ об.%	179*	0,81	57,11	7,9	0,65	17,74	4,21	10,01	14,22	20,54
етилен (C ₂ H ₄), 10 ⁻⁶ об.%	180**	0,73	516,2	46,59	5,33	1184,54	34,42	63,79	98,21	149,84
пропан (C ₃ H ₈), 10 ⁻⁶ об.%	180***	0,18	37,0	5,52	0,59	14,95	3,87	7,46	11,32	17,12
ізобутан (iC ₄ H ₁₀), 10 ⁻⁶ об.%	181	0,1	200,3	23	3,33	481,34	21,94	33,97	55,91	88,82
бутан (nC ₄ H ₁₀), 10 ⁻⁶ об.%	181	0,46	430,7	47,41	5,69	1373,95	37,07	65,94	103,01	158,61
пропілен (C ₃ H ₆), 10 ⁻⁶ об.%	180	0,39	248,5	23,97	2,51	263,71	16,24	32,09	48,33	72,69
ізопентан (iC ₅ H ₁₂), 10 ⁻⁶ об.%	181	3,5	1345	151,5	16,01	10441,7	102,18	202,6	304,78	458,06
пентан (nC ₅ H ₁₂), 10 ⁻⁶ об.%	181	2,7	794,8	94,78	9,57	3735,65	61,12	1125,34	217,02	217,14
гексан (nC ₆ H ₁₄), 10 ⁻⁶ об.%	181	1,24	538,2	65,34	6,29	1613,23	40,17	85,43	145,67	185,84

Примітки до таблиці 5.2:

гексан та неопентан на ділянці робіт у пробах не виявлено;

*етан не визначено у 3 пробах (пік поглинено піком метану);

**етилен і пропан не визначено в 1 пробі (пік поглинено піком метану);

***пропан не визначено в 1 пробі (пік поглинено високою концентрацією метану).

У випадках, коли пік газу поглинено іншим газом, при обрахунку статистичних показників для цього газу кількість проб зменшувалась.

Для випадків, де концентрація показника менше чутливості приладу, за min вважалось $\frac{1}{2}$ від мінімально визначеного значення.

n – кількість проб, в яких визначено компонент (вище чутливості приладу);

min – мінімально визначене значення показника;

max – максимально визначене значення показника;

\bar{x} – середнє арифметичне значення;

N – кількість проб, в яких показник не перевищує C_{3S}

$$D = \frac{\sum (x - \bar{x})^2}{(N - 1)}$$

D – дисперсія

$$S = \sqrt{\frac{\sum (x - \bar{x})^2}{N}}$$

S – стандартне відхилення

$$tS = \frac{1.96 * S}{\sqrt{N}}$$

tS – точність визначення середнього

x – індивідуальне значення показника кожної сукупності.

$C\phi = \bar{x}$ – фон;

$C_{\text{ма}}$ – нижній рівень мінімально-аномальних значень (вище фонових): $C_{\text{ма}} \geq C\phi + 1/2S$;

$C_{\text{а}}$ – нижній рівень границі аномальних значень: $C_{\text{а}} \geq C\phi + 1,5S$;

C_{3S} – рівень аномальних значень, що дорівнюють або перевищують $C_{3S} \geq C\phi + 3S$.

Визначення в вибірці $C\phi$, D , S , tS , $C_{\text{ма}}$, $C_{\text{а}}$, C_{3S} виконувались після вилучення з вибірки проб, що перевищують $C\phi + 3S$.

Термометричні дослідження

Аномалії підвищених значень термометричного показника (рис. 5.11) мають площову ізометричну форму і на території досліджень розташовані нерівномірно. Ланцюгом підвищених значень відмічається зона північно-східного простягання, яка простежується вздовж східного краю Бовтиської структури і збігається з Чигиринським насувом, а також перетину Чигиринського і Цибулівського насувів, при цьому температурна аномалія змінює напрямок розповсюдження, ускладнюється. Інші температурні аномалії спостерігаються по периферії ділянки досліджень і збігаються з корінним валом структури.

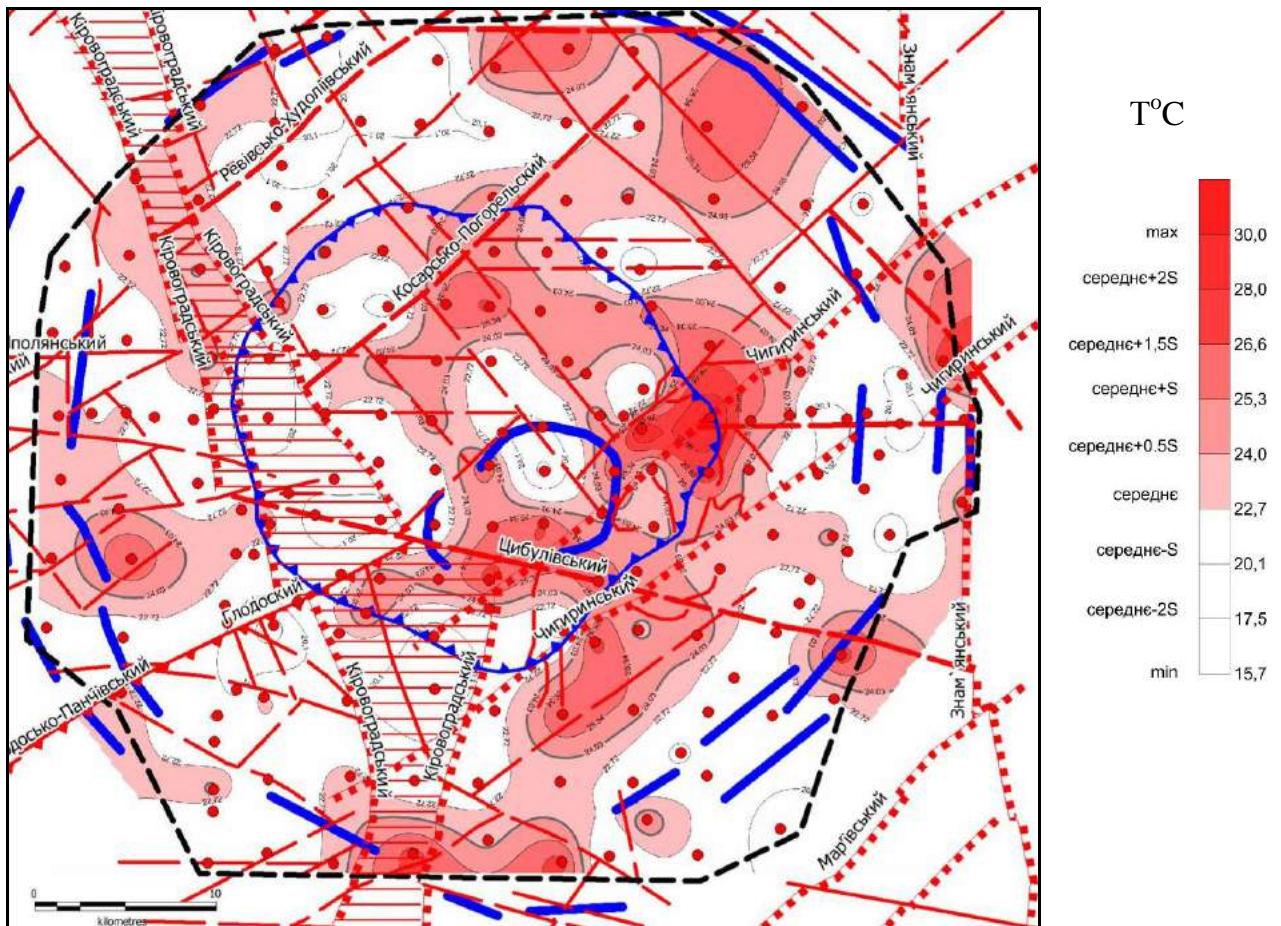











Рис. 5.11. Схема розподілу температурних показників підґрунтового шару порід

Умовні позначення до рис. 5.11-5.25

	пункти спостереження СТАГГД
	контур Бовтиської імпаکتної структури з Геологічної карти і Карти корисних копалин дочетвертинних утворень. Аркуш М-36-XXVII, 2004 р.
	контур ділянки робіт СТАГГД
Розломи	
	підкиди
	скиди
	головні
	другорядні
	зона Кіровоградського глибинного розлому
	фрагменти КС за результатами дешифрування МКЗ

Еманаційні (атмо-геохімічні пошукові) ознаки

Радон (^{222}Rn). За просторовим розподілом радонових показників відмічаються дві їх зони (рис. 5.12). Перша – східна, має форму півкільця і виділяється на сході Бовтиської структури, де радонові аномалії не збігаються з закартованими порушеннями і розташовані між краєм кратера і корінним валом, у місцях фонових і нижче фонових значень температурного показника. Друга зона, більша за розмірами, простежується в західній частині структури. Більшість аномалій співпадає з тектонічними порушеннями, але, як і у східній зоні, підвищені і аномальні значення радону розташовано в місцях фонових і нижче фонових значень температурного показника.

В цілому, Бовтиський кратер у радоновому полі чітко не фіксується. На сході аномалії радону простежуються на схід від кратеру, на заході аномалії пов'язані з Кіровоградським глибинним розломом, який перетинає західну частину структури. На півдні поодинокі аномалії фіксуються вздовж Чигиринського насуву, а на півночі – вздовж Косарсько-Погорельського порушення.

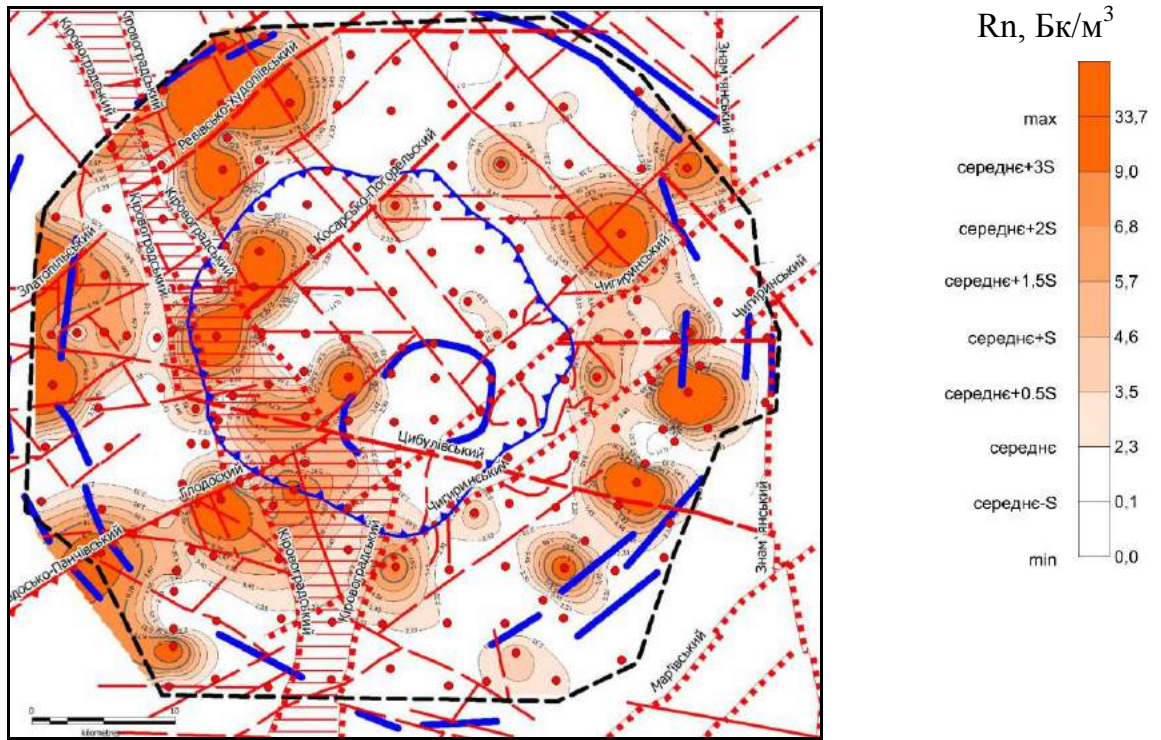


Рис. 5.12. Схема розподілу вмісту радону в підґрунтовому повітрі

Торон (^{220}Tn). Аномалії торону охоплюють Бовтиську структуру півкільцем із заходу, півдня і сходу. З північного сходу структури аномалії торону відірвані одна від одної, площові (рис. 5.13).

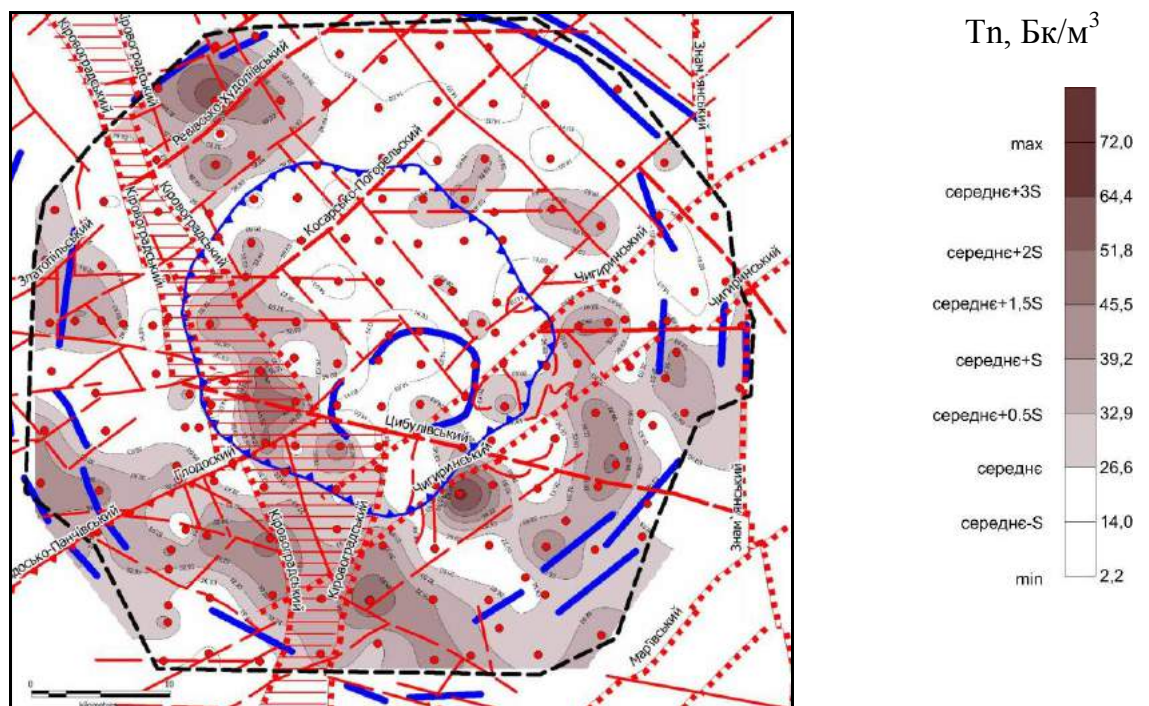


Рис. 5.13. Схема розподілу вмісту торону в підґрунтовому повітрі

Розподіл показників торону має відмінність від розподілу радону. Можна вважати, що межею розповсюдження торонових аномалій на північ у східній частині ділянки робіт є Чигиринський насув, на північ від якого аномалій торону значно менше.

Радон/торонове співвідношення. Радон/торонове співвідношення (рис. 5.14) дозволяє визначити ділянки, де концентрація радону перевищує концентрації торону, що можливо співпадає з зонами найбільшої геодинамічної напруги.

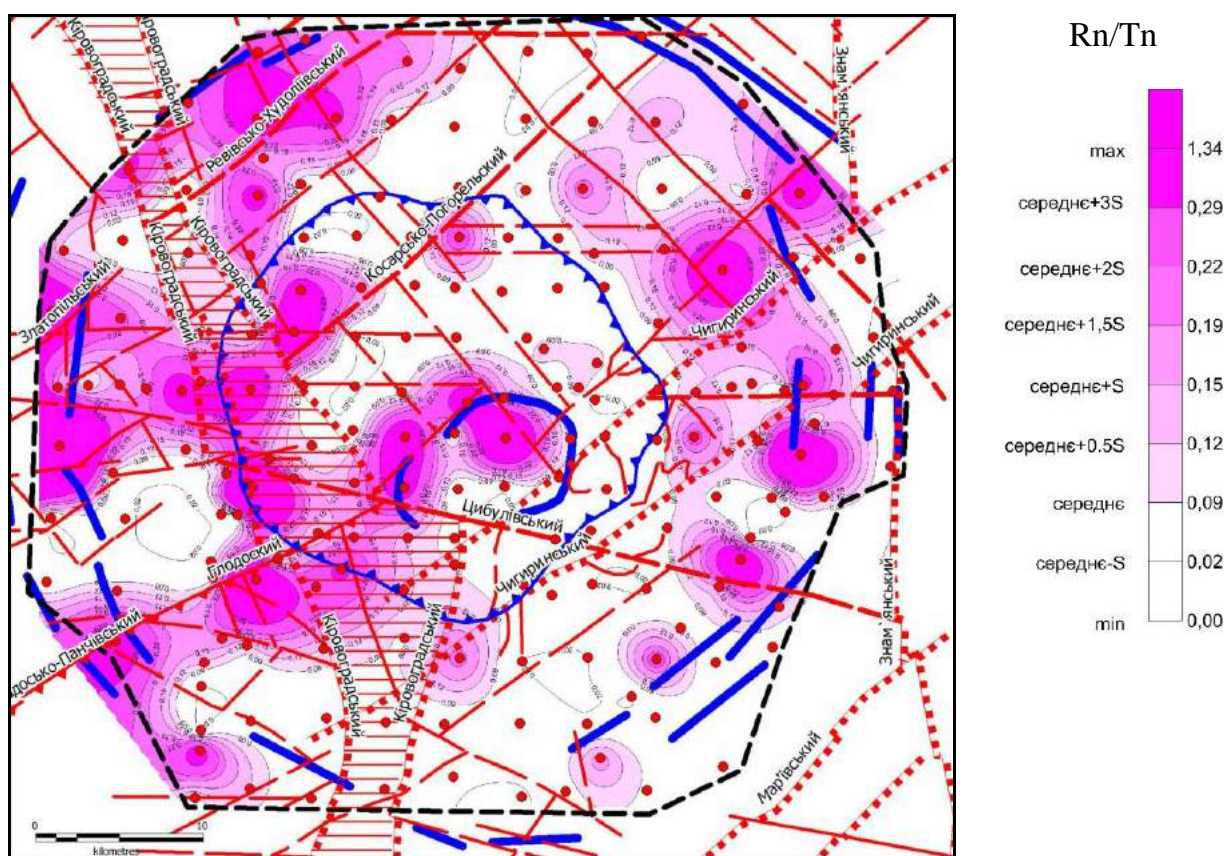


Рис. 5.14. Схема розподілу радон/торонового співвідношення в підґрунтовому повітрі

Потрібно звернути увагу на наступне: Кіровоградський глибинний розлом фіксується аномальними полями радону, торону і радон/торонового співвідношення тільки на тій території, де він перетинає західну частину кратера Бовтиської імпаکتної структури.

Коефіцієнт динамічної активності K_i

Для визначення геодинамічної активності нами використано інтегральний коефіцієнт K_i (рис. 5.15). Цей коефіцієнт складається як сума відношень показника в точці досліджень до середнього по виборці для радону, торону і вуглекислого газу.

Підвищені значення інтегрального коефіцієнту мають загалом точковий характер і тяжіють до тектонічних порушень.

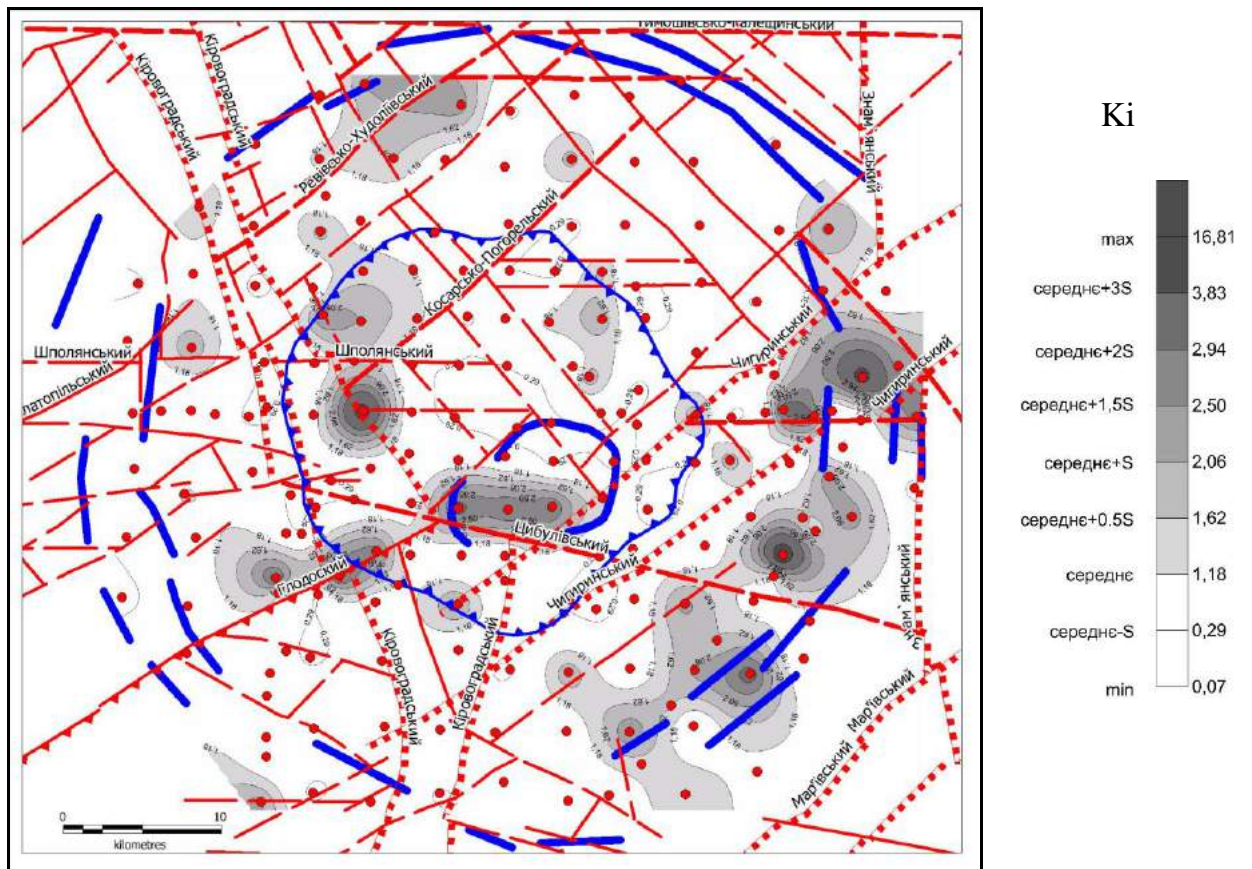


Рис. 5.15. Схема розподілу інтегрального коефіцієнту K_i

Таким чином, аналіз особливостей розподілу показників інтегрального показника K_i у межах Бовтиської структури та її обрамлення дозволяє прогнозувати ділянки підвищеної геодинамічної активності на сучасному часовому рівні, а це, в свою чергу доповнює інформацію, необхідну для визначення прогнозно-пошукових критеріїв ВВ.

Газо-геохімічні пошукові ознаки нафтоносності кристалічних порід за вуглекислим газом, гелієм та воднем

Вуглекислий газ (CO_2). Розподіл показників вмісту вуглекислого газу (рис. 5.16) в цілому співпадає з розподілом показників радону і торону. Аномалії спостерігаються в межах кратера Бовтиської структури і Кіровоградського глибинного розлому; в межах південно-східної частини ділянки досліджень аномалії можуть бути пов'язані з корінним валом.

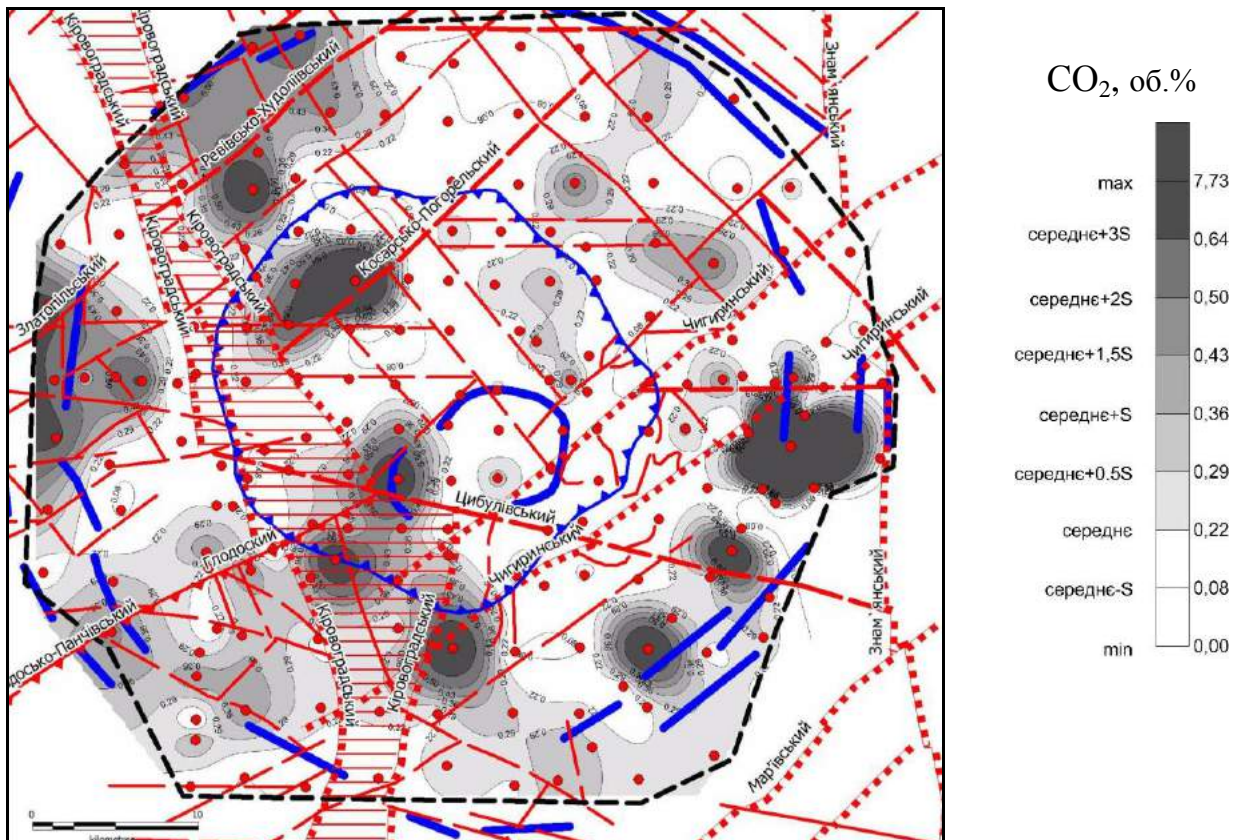


Рис. 5.16. Схема розподілу вмісту вуглекислого газу в підґрунтовому повітрі

Водень (H_2). Водень, як правило, асоціюється з газами глибинного походження. Аномалії водню в межах ділянки досліджень мають як поодинокі (точкові), так і лінійно витягнуті аномалії (рис. 5.17).

У північно-західній частині ділянки досліджень фіксується лінійна аномалія північно-східного простягання, яка співпадає з Ревівсько-Худоліївським розломом. На східному краї цієї аномалії встановлено значне підвищення показників вмісту водню, що можливо пов'язано з перетином

Ревівсько-Худоліївського розлому з широтним розломом у межах корінного валу, а на західному – аномалія простежується до західного краю Кіровоградського глибинного розлому. На південь від цього перетину аномалія водню поділяється на дві гілки. Перша (західна) простежується вздовж західного краю Кіровоградського розлому, за межами кратера змінюючи напрямок при перетинанні блоків. Друга (східна) перетинає Кіровоградський глибинний розлом і продовжується вздовж східної частини розлому в межах кратера. Обидві гілки аномалій простежуються до Чигиринського скиду, де вони об'єднуються в одну аномалію північно-східного простягання і співпадають з КС, визначеною за результатами дистанційних досліджень.

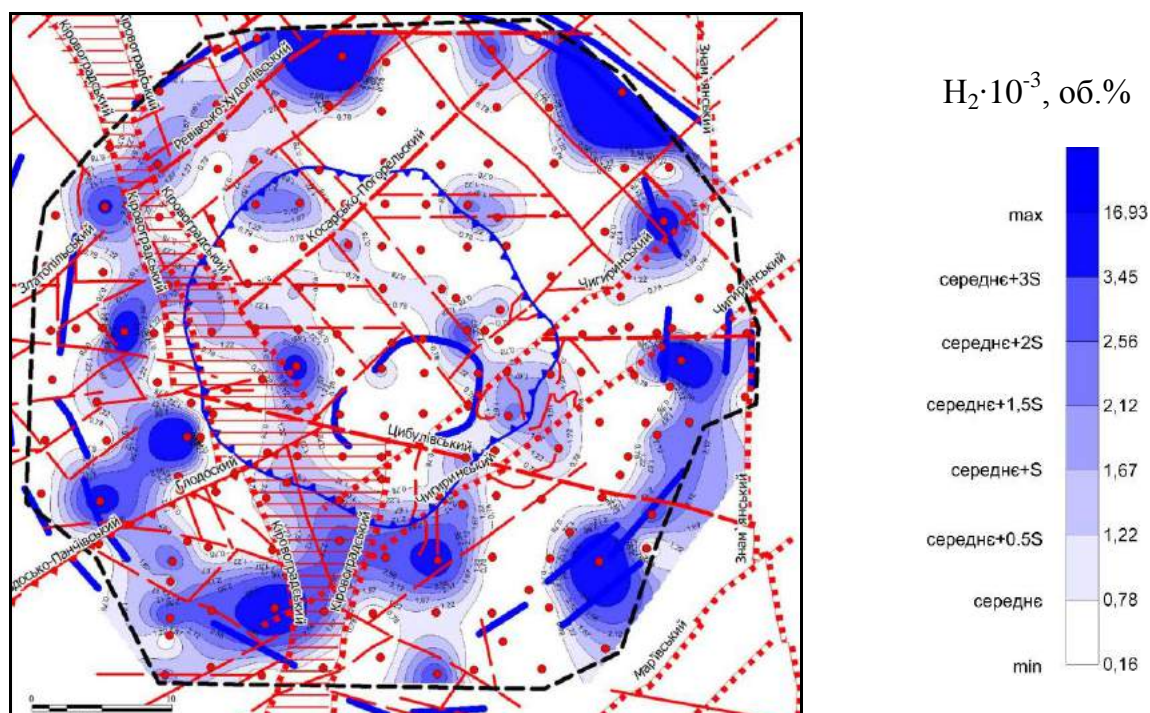


Рис. 5.17. Схема розподілу вмісту водню в підґрунтовому повітрі

У північно-західній частині ділянки досліджень фіксується лінійна аномалія північно-східного простягання, яка співпадає з Ревівсько-Худоліївським розломом. На східному краї цієї аномалії встановлено значне підвищення показників вмісту водню, що можливо пов'язано з перетином Ревівсько-Худоліївського розлому з широтним розломом у межах корінного валу, а на західному – аномалія простежується до західного краю

Кіровоградського глибинного розлому. На південь від цього перетину аномалія водню поділяється на дві гілки. Перша (західна) простежується вздовж західного краю Кіровоградського розлому, за межами кратера змінюючи напрямок при перетинанні блоків. Друга (східна) перетинає Кіровоградський глибинний розлом і продовжується вздовж східної частини розлому в межах кратера. Обидві гілки аномалій простежуються до Чигиринського скиду, де вони об'єднуються в одну аномалію північно-східного простягання і співпадають з КС, визначеною за результатами дистанційних досліджень.

На північний захід від центральної частини Бовтиської западини фіксується слабоінтенсивна аномалія водню.

Гелій (He). Гелій визначено у 33 ПС (рис. 5.18). Аномалії газу утворюють зону загального північно-східного простягання. Більшість аномалій співпадають з перетинами тектонічних порушень, в т.ч. Кіровоградського розлому. Зона перетинає Бовтиську структуру в її центральній частині.

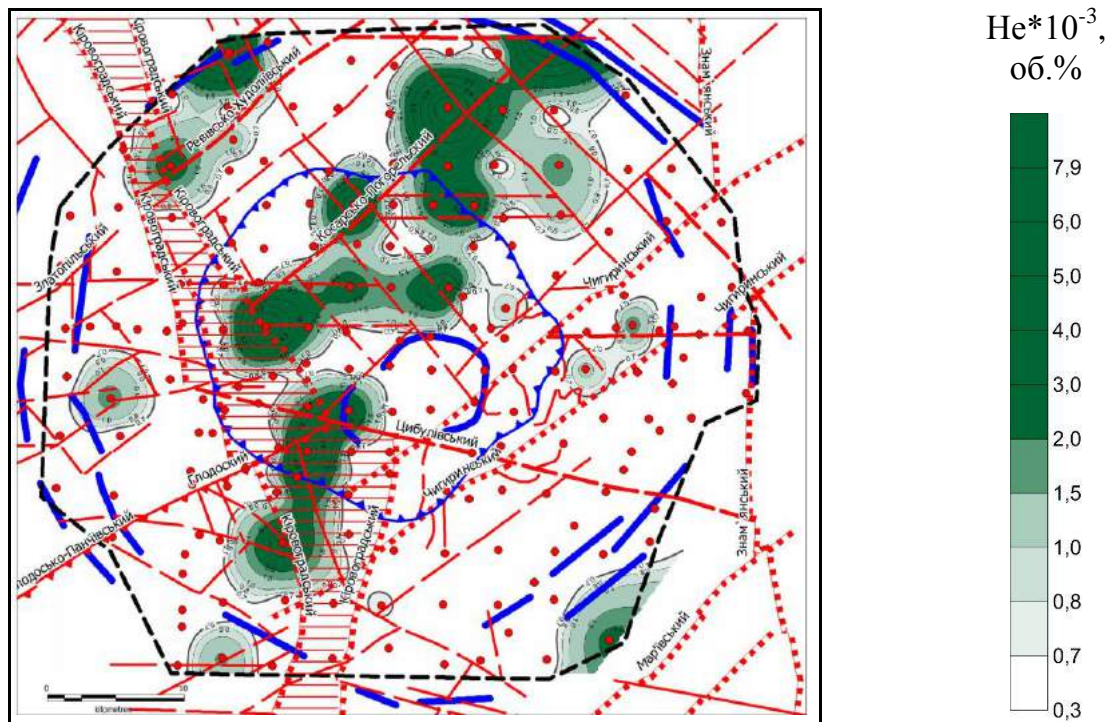


Рис. 5.18. Схема розподілу вмісту гелію в підґрунтовому повітрі

В південно-західній частині структури аномальна зона має більш виражене північно-східне простягання і пов'язана з перетином Кіровоградського глибинного розлому Чигиринським насувом, а також з перетином Кіровоградського глибинного розлому Глодоським підкидом і Цибулівським порушенням.

На північ від південної аномалії в межах кратера спостерігається аномалія широтного напрямку. Вона починається від східного краю Кіровоградського глибинного розлому в місці перетину його Косарсько-Погорельським розломом, а далі простежується вздовж Шполянського порушення і на його продовженні.

Ще одна площинна аномалія гелію фіксується на півночі і виникає в місці перетину Кіровоградського глибинного розлому і Ревівсько-Худоліївського порушення.

Окремі ПС, в яких встановлено вміст гелію, спостерігаються за межами кратера і Кіровоградського глибинного розлому і в більшості випадків знаходяться поблизу тектонічних порушень.

Зона аномальних значень гелію співпадає з розломом, що виділявся ще при проведенні пошуково-розвідувальних робіт на горючі сланці [23].

Газо-геохімічні прямопошукові вуглеводневі ознаки

Згідно технологічної схеми в межах площі досліджень визначався вміст головних прямопошукових критеріальних ознак газової складової легких та важких ВВ у підгрунтового повітрі: метану (CH_4), етану (C_2H_6), пропану (C_3H_8), ізобутану (iC_4H_{10}), бутану (nC_4H_{10}), ізопентану (iC_5H_{12}), пентану (C_5H_{12}), гексану (C_6H_{14}), етилену (C_2H_4), пропілену (C_3H_6).

Легкі вуглеводні

Метан (CH_4). За розподілом показника вмісту метану (рис. 5.19) фіксується дві кільцеві аномалії.

Перша – зовнішня, вона спостерігається по зовнішньому контуру ділянки робіт у вигляді площинних аномалій, розташування яких співпадає з фрагментами КС, виділеною за результатами дистанційних досліджень (з

корінним валом). В східній частині структури такий характер розподілу аномалій більш чіткий.

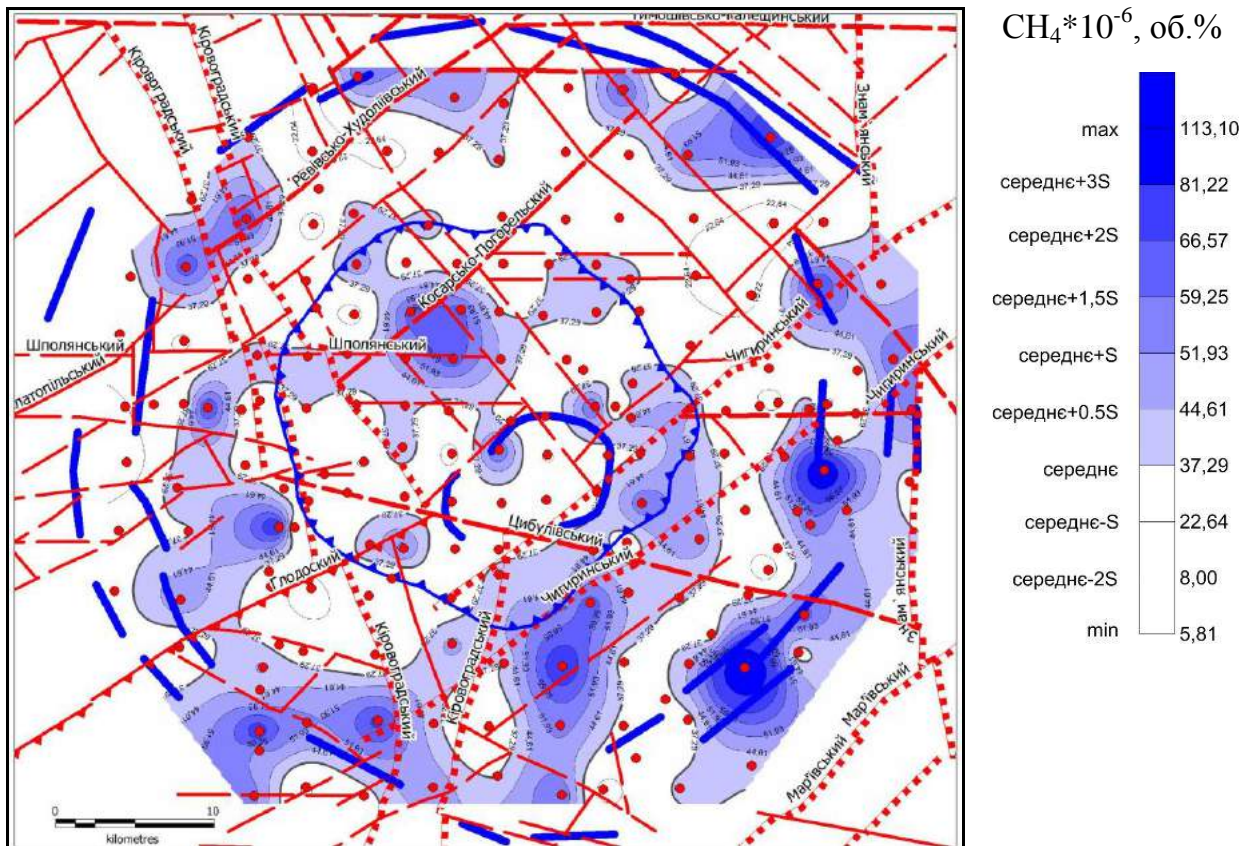


Рис. 5.19. Схема розподілу вмісту метану в підґрунтовому повітрі

Друга кільцева аномалія розташована по краю південної частини кратера структури. На півдні аномалія метану має північно-східне простягання і співпадає за напрямком і положенням з Чигиринським скидом. На півночі аномалія метану знаходиться в межах кратера і має підвищені значення вздовж Шполянського і Косарсько-Погорельського розлому. Форма цієї аномалії ускладнюється при зустрічі з іншими тектонічними порушеннями. На заході аномалії метану розташовано за межами Кіровоградського глибинного розлому і співпадає з аномалією водню.

Ці дві аномалії відокремлені одна від одної фонними показниками метану.

Етан (C₂H₆). Розподіл показників вмісту етану в цілому повторює розподіл показників метану (рис. 5.20). Це помітно за розподілом аномалій

етану вздовж фрагментів КС (корінний вал). А внутрішнє кільце, яке визначалось за метаном, розпалося. З'явилась потужна точкова аномалія в місці перетину Кіровоградського глибинного розлому з Глодоським і Цибулинським порушеннями. Простежується інтенсивна аномалія етану північно-західного простягання від Ревівсько-Худоліївського порушення до центральної частини кратера, а далі, оминаючи зі сходу фрагмент КС у кратері, продовжується до Чигиринського скиду.

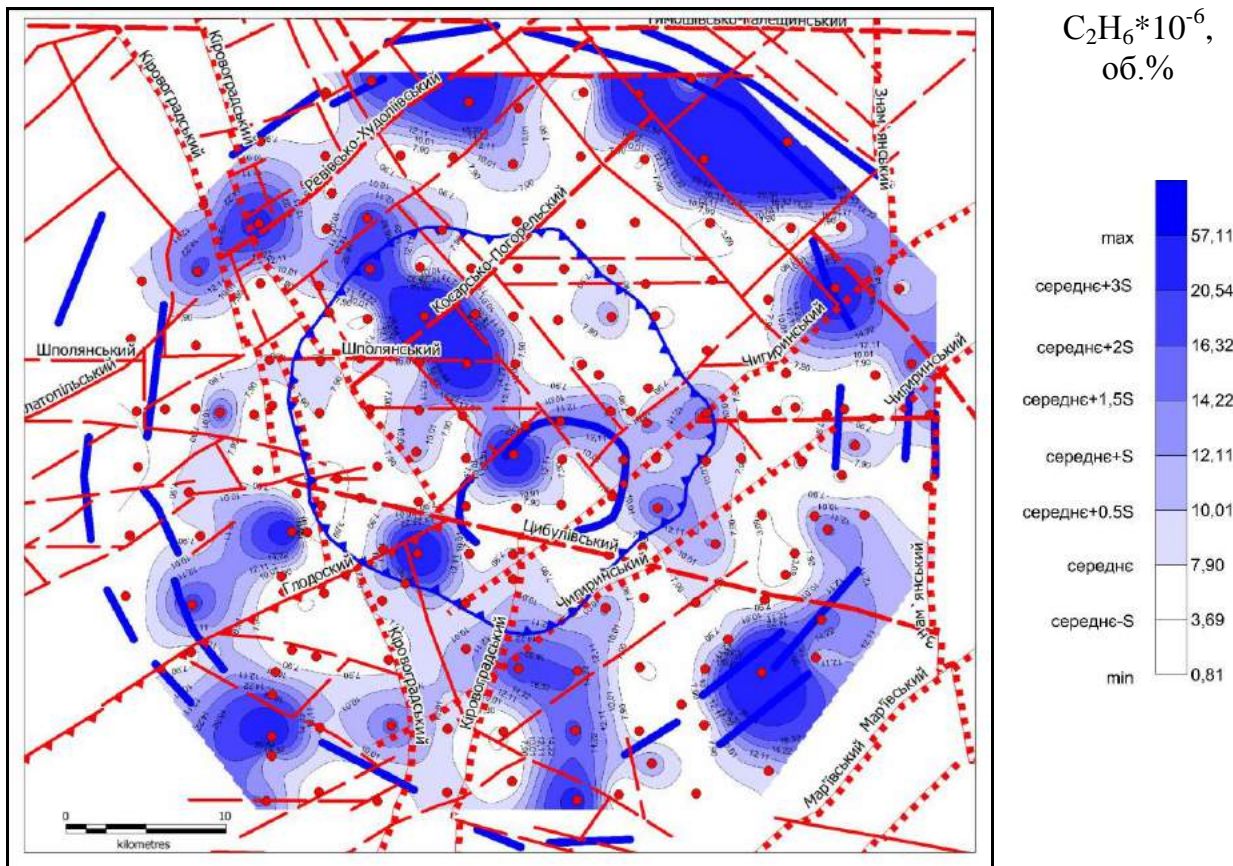


Рис. 5.20. Схема розподілу вмісту етану в підґрунтовому повітрі

Пропан (C_3H_8). Розподіл показників вмісту пропану також повторює розподіл показників метану (рис. 5.21). Як і метан пропан утворює дві КС. Зовнішню, яка співпадає з фрагментами КС (корінного валу) і внутрішню, яка спостерігається по зовнішньому краю кратера. Поодинокі точкові аномалії спостерігаються по краю фрагменту КС, яку визначено в центрі Бовтиської структури.

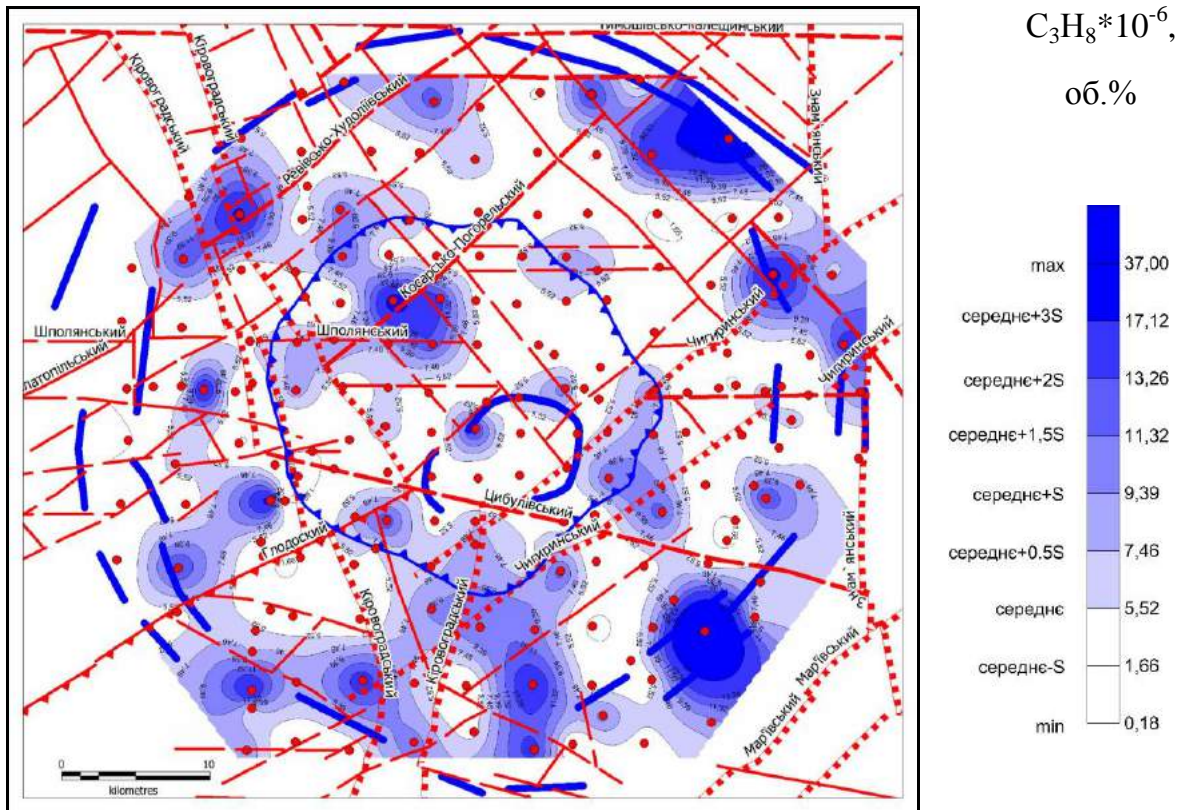


Рис. 5.21. Схема розподілу вмісту пропану в підґрунтовому повітрі

Як і для метану, зовнішнє кільце аномалій пропану відокремлено від внутрішнього фоновими значеннями.

Важкі вуглеводні

Ізобутан (iC_4H_{10}). Розподіл показників ізобутану (рис. 5.22) в цілому збігається з розподілом метану, але є суттєві відмінності:

1. Інтенсивні аномалії ізобутану спостерігаються на південь від Чигиринського насуву.
2. Найбільш потужна аномалія спостерігається поблизу місць перетину Кіровоградського глибиного розлому і Чигиринського скиду.
3. В межах Бовтиської структури розподіл аномалій подібний розподілу метану, але на відміну від нього аномаліями фіксується східна частина Бовтиської западини.

Розподіли **бутану (nC_4H_{10})**, **ізопентану (iC_5H_{12})**, **пентану (nC_5H_{12})**, **гексану (C_6H_{14})** співпадають між собою. Вони подібні до розподілу

ізопентану, але на відміну від останнього з'являється аномалія, яка простежується вздовж північного краю Бовтиської структури.

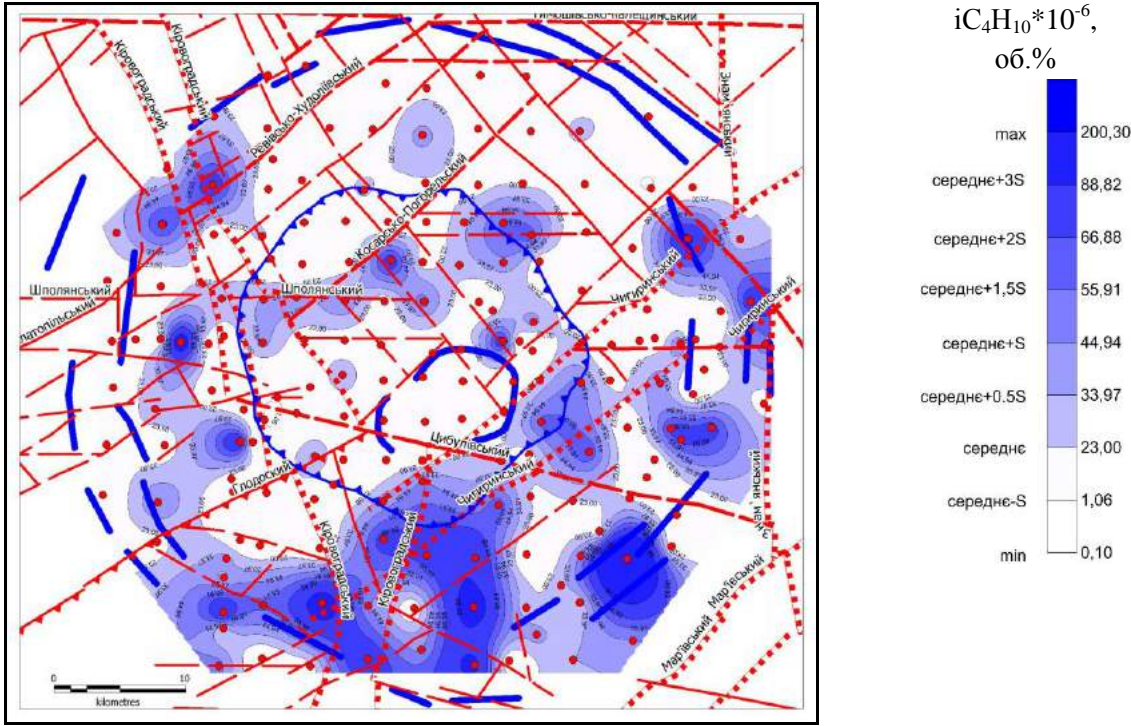


Рис. 5.22. Схема розподілу вмісту ізобутану в підґрунтовому повітрі

Розподіли етилену (C_2H_4) (рис. 5.23), пропілену (C_3H_6) (рис. 5.24) в цілому повторюються і співпадають з розподілом бутанів і гексанів.

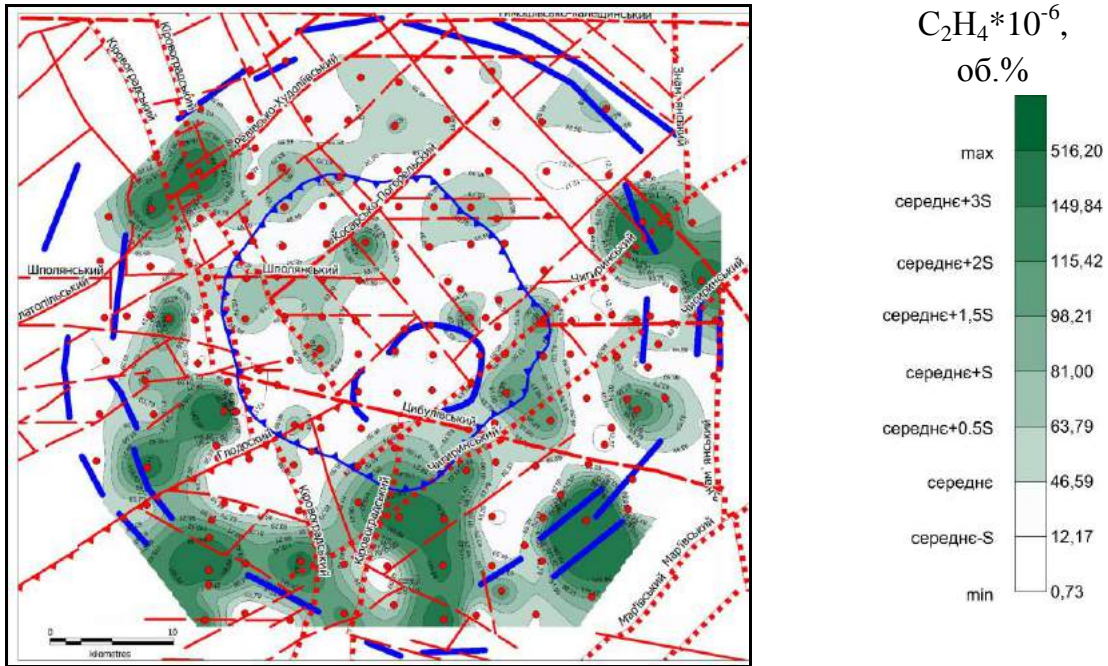


Рис. 5.23. Схема розподілу вмісту етилену в підґрунтовому повітрі

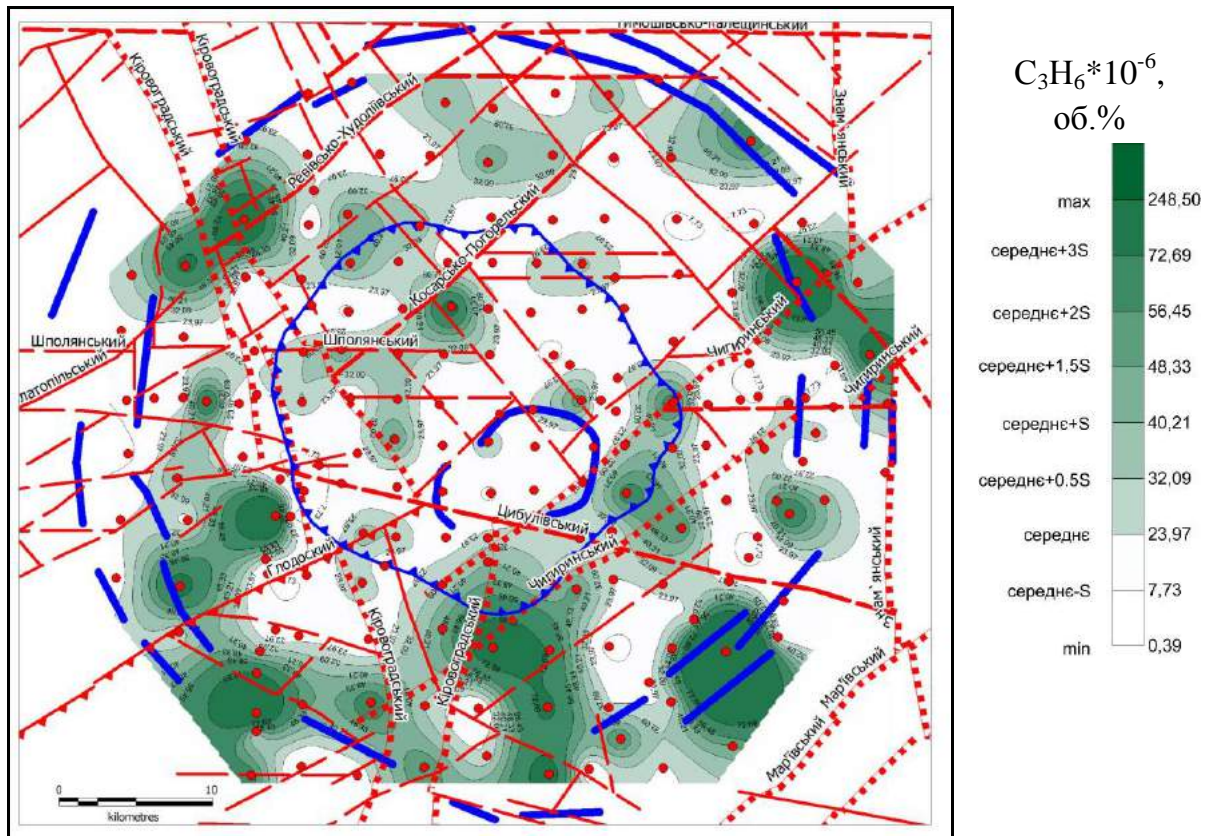


Рис. 5.24. Схема розподілу вмісту пропілену в підґрунтовому повітрі

Збігання їх розподілу вказує на єдиний генезис і надходження їх у підґрунтове повітря.

Побудована картографічних моделей розподілу показника вмісту суми легких та важких ВВ у підґрунтовому шарі повітря Бовтиської структури (рис. 5.25). Таку карту можливо розглядати як один із основних результатів атмогеохімічних досліджень СТАГГД.

Різні гази по різному дифундують до денної поверхні. На їх розподіл впливає як дифузійні властивості газів, так і фільтраційні властивості порід.

Більшість вуглеводневих показників СТАГГД зосереджено вздовж зовнішньої КС, визначеної за результатами дистанційних досліджень, і зовнішнього контуру Бовтиської структури, визначеної за результатами геологічних досліджень.

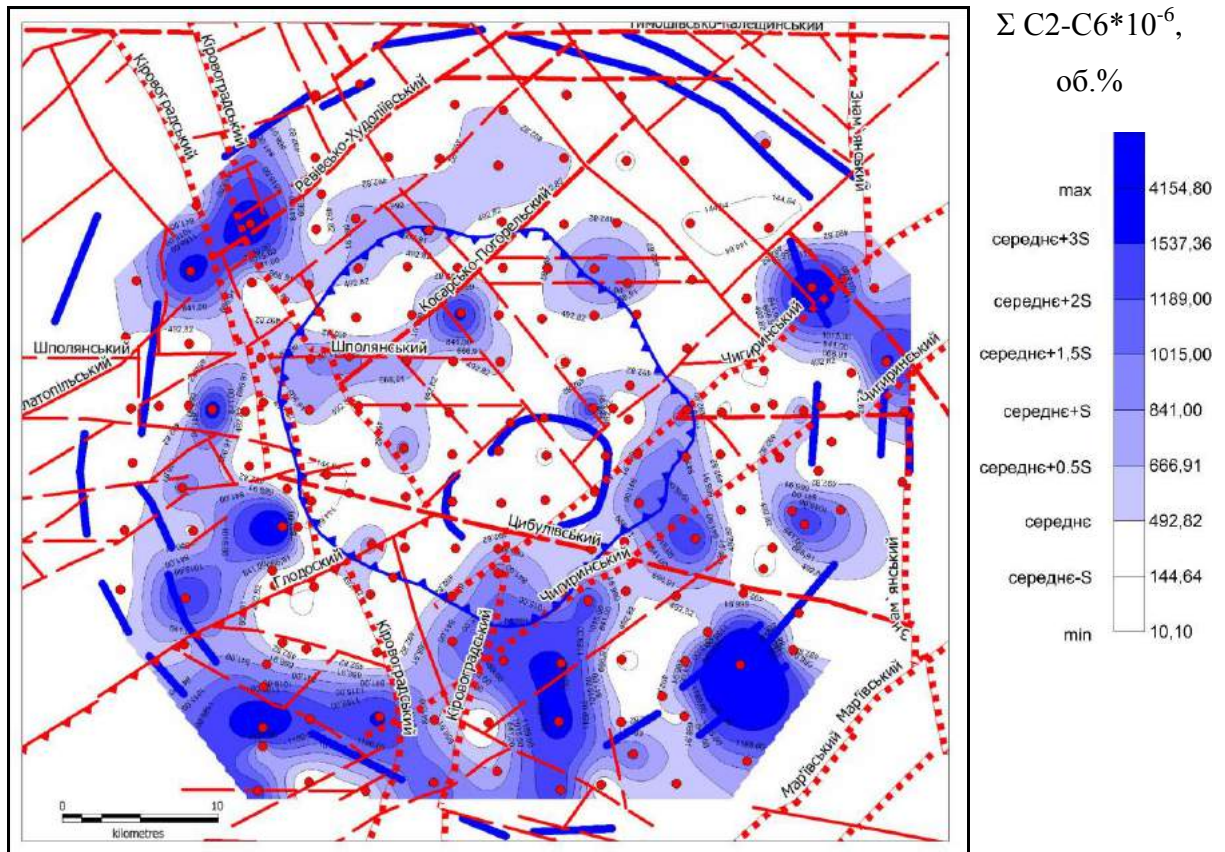


Рис. 5.25. Схема розподілу вмісту суми вуглеводневих газів C2-C6 у підґрунтовому повітрі

Висновки до розділу 5

СТАГГД – це розроблена технологія, яка об’єднує різноманітні методи (геолого-структурні, термометричні, еманційні, газо-геохімічні, гідролого-гідрогелогічні дослідження, дешифрування матеріалів дистанційних досліджень), кожен з яких несе свою частку інформації про геологічну будову середовища. Як технологія, ця методика і використовується, тобто послідовно виконуються окремі етапи, що приводить до конкретної мети – завдяки пошуковим ознакам дається оцінка нафтогазоносності об’єкта досліджень.

Виходячи з результатів СТАГГД будова Бовтиської структури більш складна, ніж запропонована геологічними дослідженнями.

1. За результатами дистанційних досліджень визначено складну будову ділянки досліджень і Бовтиської імпактної структури. Виділено різноспрямовані 23 ЛЗ, які об'єднуються у 3 динамопари і 2 фрагменти КС (внутрішня і зовнішня). Значна кількість ЛЗ свідчить про сучасну і, можливо, неотектонічну активність території. Вони найчастіше співпадають з фрагментами регіональних тектонічних порушень.

Фрагменти КС, визначених за результатами дистанційних досліджень, не співпадають з контуром Бовтиської імпактної структури. Внутрішня КС, що знаходиться в центрі Бовтиської структури, облямовується вуглеводневими газами і безперечно має право на існування як флюїдонепроникна. Друга КС (зовнішня) значно перевищує за розмірами Бовтиську западину (кратер) і знаходить відображення в полях розподілу показників СТАГГД. Вздовж її внутрішнього краю розповсюджені аномалії еманацийних газів, а вздовж зовнішнього краю – аномалії вуглеводневих газів. Можливо, це прояв зовнішньої частини тріщинуватості Бовтиської імпактної структури.

За розподілом вуглеводневих газів і еманацийних показників між КС і контуром Бовтиської імпактної структури виділяється за геологічними даними флюїдонепроникна і геодинамічно пасивна зона на південному сході, сході і північному сході від імпактної структури.

2. За розподілом температурних і еманацийних показників Бовтиський об'єкт не відображається як єдина цілісна структура. Фіксуються тільки окремі елементи її геологічної будови і визначається вплив тектонічних порушень на перерозподіл показників СТАГГД. Найбільш впливовим є Кіровоградський глибинний розлом, з яким пов'язані інтенсивні аномалії радону, торону, вуглекислого газу, однак аномалії цих газів ускладнюються в вузлах перетину цього розлому іншими порушеннями зовнішньої КС.

3. Газові показники: гелій, водень, вуглеводневі гази мають різне походження і по різному дифундують до денної поверхні. На їх розподіл впливає як дифузійні властивості газів, так і фільтраційні властивості порід.

Водень, гелій та вуглець розглядаються як гази глибинного походження, що може свідчити про глибинний мантійний процес формування ВВ.

За розподілом більшість вуглеводневих показників СТАГГД зосереджено вздовж зовнішньої КС, визначеної за результатами дистанційних досліджень, і зовнішнього контуру Бовтиської структури, визначеної за результатами геологічних досліджень. При цьому північна і північно-східна частина ділянки досліджень за межами Бовтиської структури за розподілом вуглеводневих газів проявляється по різному. Тут зосереджено аномалії водню, метану, етану, пропану, етилену, пропілену і фонові значення показників бутанів, гексанів і пентану.

Вздовж північної частини Бовтиської структури визначені підвищені значення важких ВВ: від бутанів і вище. Водень, метан, етан, пропан, етилен, пропілен вздовж північного краю Бовтиської структури відсутні, але ці гази фіксуються підвищеними значеннями у внутрішній частині Бовтиської структури.

4. Виходячи з результатів дистанційних досліджень та еманаційних, температурних і газових зйомок встановлено, що газові аномалії розташовані вздовж тріщинуватих зон, по яких надходять вуглеводневі гази.

Між краєм Бовтиської структури і КС визначається зона, в якій фіксуються аномальні еманаційні показники. По краю Бовтиської структури фіксується вуглеводнева аномалія.

На розподіл газових показників безперечно мають вплив тектонічні порушення.

Список використаних джерел до розділу 5

1. Багрій І.Д. Прогнозування зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач. Київ: Видавничий дім Дмитра Бураго, 2003. 149 с.
2. Багрій И.Д. Новые технологии прогноза месторождений нефти, газа, подземных вод. Киев: Логос, 2012. 55 с.
3. Багрій И.Д., Лисиченко Г.В., Шестопапов В.М. Комплексирование методов при изучении взаимосвязи подземных и речных вод. *Водообмен в гидрогеологических структурах Украины. Методы изучения водообмена*. Киев: Наук. думка, 1988. С. 223-239.
4. Багрій І.Д., Грига М.Ю. Особливості прогнозування покладів вуглеводнів осадового чохла та кристалічних порід імпактних структур за технологією СТАГД. *Геол. журн.* 2015. №1 (350). 107-114 с.
5. Багрій І.Д, Гожик П.Ф. Комплексна методика структурно-термо-атмогідро-геохімічних досліджень (СТАГГД). *Свідоцтво на реєстрацію авторського права на твір № 28176*. Київ: Держ. департамент інтел. власності України. 2009.
6. Новиков Г.Ф., Канков Ю.Н. Радиоактивные методы поисков. Ленинград: Недра, 1965. 759 с.
7. Пруткина М.И., Шашкин В.Л. Справочник по радиометрической разведке и радиометрическому анализу. Москва: Атомиздат, 1975. 247 с.
8. Рябоштан Ю.С. О содержании и задачах структурно-геодинамического картирования при поисковых и разведочных работах на месторождениях гидротермального типа. *Осадочные породы и руды*. Киев: Наук. думка, 1980. С. 126-135.
9. Козлова Н.С., Рудаков В.П., Шулейкин В.Н., Войтов Г.И.,

- Баранова Л.В. Эманационные и электрические эффекты в атмосфере подпочв над Калужской импактной кольцевой структурой. *Российский журнал наук о земле*. 1999. Том 1. № 6. С. 503-510 с.
10. Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоecологічного стану довкілля. Київ: Логос, 2013. 510 с.
 11. Багрій І.Д., Гладун В.В., Гожик П.Ф., Крупський Б.Л., Клочко В.П., Почтаренко В.І., Бенько В.М., Знаменська Т.О., Дубосарський В.Р., Ліхван В.М., Шостак Т.А. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об'єктів Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області з застосуванням комплексу нетрадиційних методів досліджень. Київ: Варта, 2007. С. 135-183.
 12. Багрій І.Д., Гожик П.Ф., Почтаренко В.І., Дубосарський В.Р. та ін. Прогнозування геодинамічних зон та перспективних площ для видобутку шахтного метану вугільних родовищ Донбасу. Київ: Фоліант, 2011. 235 с.
 13. Семенюк В.Г. Впровадження приповерхневих методів досліджень на Ротмістрівській імпактній структурі з метою вивчення її геолого-геохімічних особливостей. *Геол. журн.* 2016. №3 (356). С. 43-54.
 14. Семенюк В.Г. Впровадження приповерхневих методів досліджень з метою вивчення геолого-геохімічних особливостей Зеленогайської площі і одноіменної імпактної структури. *Геол. журн.* 2016. № 4. С. 65-76.
 15. Geochemical data analysis and prediction of hydrocarbon accumulation in the territory of Rotmistrovka impact structure [електрон. ресурс] / М.У. Gryga, I.D. Bagriy, K.M. Starodubets, V.G. Semeniuk // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org> – м. Київ, 10-13 травня 2016 р.

16. Руденко В.М. Математична статистика: [навч. посіб.]. Київ: Центр учбової літератури, 2012. 304 с.
17. Иберла К. Факторный анализ. Москва: Статистика, 1980. 398 с.
18. Pearson E.S. Biometrika tables for Statistics. Cambridge: University Press, 1972. 634 p.
19. Новиков Г.Ф., Канков Ю.Н. Радиоактивные методы поисков. Ленинград: Недра, 1965. 759 с.
20. Багрій І.Д., Гладун В.В., Довжок Т.Є. Розробка комплексу структурно-атмогеохімічних методів для прогнозування та пошуків покладів вуглеводнів. *Геол. журн.* 2001. № 2. С. 89-93.
21. Карцев А.А., Вагин С.Б., Шурин В.П. Нефтегазовая гидрогеология. Москва: Недра, 1992. 206 с.
22. Ames Structure in Northwest Oklahoma and Similar Features: Origin and Petroleum Production (1995 Symposium) // Circular 100, The University of Oklahoma Norman, 1997. 396 p.
23. Геолого-економічний огляд родовищ горючих сланців України. Звіт ТОВ «Голден Дерік». Кер. Гринь Ф.В. Київ, 2011. 24 с.

РОЗДІЛ 6

ПРОГНОЗНО-ПОШУКОВІ КРИТЕРІЇ ТА ФОРМУЮЧІ ОЗНАКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ КРИСТАЛІЧНИХ ПОРІД БОВТИСЬКОЇ ІМПАКТНОЇ СТРУКТУРИ

Результати досліджень, викладені у розділі 5, дозволяють автору дисертації перейти до вирішення основної задачі дисертаційної роботи – визначити прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури.

Сутність запропонованих досліджень по обґрунтуванню критеріальних формуючих ознак нафтогазоносності кристалічних порід полягала в комплексному підході до отриманого масиву прогнозно-пошукових формуючих ознак та визначення їх ролі (значення в прогнозно-картувальних ознаках перспективних нафтогазоносних площ) у проблемі прогнозування нафтогазоносності астроблеми, де вперше об'єктом дослідження виступають кристалічні породи.

Методологічно це технологічна розробка узагальнюючої концепції прогнозу нафтогазоносності із застосуванням низки пошукових критеріально-формуючих прямих та непрямих ознак, а також низки методичних підходів, розробок, методів – тектонічного, стратиграфічного, літологічного, геофізичного, гідролого-гідрологічного, аерокосмогеологічного, еманційно-радіологічного, геотермічного.

Особливу увагу при підготовці дисертаційної роботи, зокрема вперше при визначенні прогнозно-пошукових ознак на нафтогазоносність кристалічних порід, було приділено їх основним формуючим прямопошуковим критеріальним компонентам He , H_2 , CO_2 .

Просторовий розподіл отриманих критеріальних ознак визначався на основі ґрунтового аналізу спектру як геологічної інформації, так і даних натурних та лабораторних досліджень, а також результатів математичної статистичної обробки масивів отриманих матеріалів.

У процесі досліджень аналізувались фактографічні дані прогнозно-пошукових ознак та площинно-просторовий розподіл атмо-термо-гідрогеохімічних аномалій польових натурних досліджень.

Інтерпретацією отриманого спектра прогнозно-пошукових ознак визначались особливості розломно-блокової будови об'єктів, літолого-фаціальні, геодинамічні, геотермічні та, особливо, газогеохімічні прямопошукові генетично-формуючі та прогнозно-пошукові ознаки кристалічних порід.

При визначенні прогнозно-пошукових критеріїв нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури в процесі структурно-термо-атмогеохімічних досліджень враховувались слідуючі нафтогазоносні ознаки: структурно-тектонічні, геотермічні, гідролого-гідрогеологічні та спектр прямопошукових формуючих ознак – He , H_2 , CO_2 та спектр вуглеводневих елементів. Кожний з означених критеріїв має різну інформативність, зважаючи на будову нетрадиційного об'єкту, де запропонована технологія застосовується вперше.

Проведені комплексні дослідження при визначенні нафтогазоносності дали можливість провести попередню оцінку перспективи як локальних ділянок, так і території в цілому.

Головним аспектом у чільній низці критеріальних ознак нафтогазоносності виступають прямопошукові формуючі показники – компоненти нафтогазоносності – H_2 , CO_2 та значний за показниками спектр важких вуглеводнів.

Системна обробка результатів СТАГГД, проведених у межах Бовтиської імпактної структури та її обрамлення, узагальнення аналізу матеріалів щодо науково-теоретичного обґрунтування нафтогазоносності імпактних структур, викладених як у вітчизняних [1-9], так і світових виданнях [11-15], власний досвід виявлення, вивчення та перспективної оцінки нафтогазоносних структур дали можливість перейти до визначення прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності Бовтиської структури.

Використано значний досвід вивчення нафтогазоносних структур відділом геоєкології та пошукових проблем приповерхневими СТАГГД, набутий при роботах у різних регіонах України на нафтогазоносних структурах дозволив встановити слідувачі закономірності, що полягають в наступному.

Температурні поля відображають в основному геохімічні процеси, що відбуваються в структурах. Температурні максимуми характерні для геодинамічно стабільних тектонічних блоків, в яких виявлений поклад ВВ. Максимальні значення температурних показників тяжіють до сформованих нафтогазоносних пасток.

Результати еманацийно-газових досліджень (аномальні поля показників вмісту радону і торону, у підгрунтового повітрі) дозволяють визначити геодинамічно-активні зони. Однак, вони можуть відповідати як зонам стиснення, так і зонам розтягнення. У випадку співпадіння аномалій радону з аномаліями інших газів (гелій, вуглекислий газ), це геодинамічно-активні зони з підвищеною флюїдопроникністю – зони розтягнення, при відсутності аномалій вуглеводневих газів та їх трасування між аномаліями вважаються зонами стиснення. Такі зони не завжди збігаються з відомими порушеннями. Іноді вони спостерігаються на їх продовженні (порушення фіксується як геодинамічно-пасивне, а аномалія на його продовженні, як геодинамічноактивна), що може розглядатись як існування зони тріщинуватості. В зонах стиснення можливі утворення пасток ВВ.

Атмогеохімічні аномалії водню і гелію виступають як індикатори глибинного підтоку формуючих нафтоносних елементів. Наявність аномалій свідчить про розвантаження глибинних флюїдів, що свідчить про глибинні корові, або мантійні процеси формування покладів ВВ.

Особливе значення в структурі досліджень за СТАГГД мають результати аналізу просторового та структурного розподілу вуглеводневих газів. Наявність аномалій ВВ та CO_2 як індикаторів розвантаження цих газів на денній поверхні свідчить про наявність постійного флюїдного підтоку.

Легкі гомологи метану не утворюють аномалій у верхній частині астроблеми, в зонах стиснення, що в кінцевому результаті свідчить про нафтоносність астроблеми. Сприятливі умови для їх утворення, як було наведено вище, фіксують глибинні показники He , H , CO_2 . Їх наявність у верхньому шарі Землі свідчить про постійний їх підтік з мантійних товщ, що згідно критеріальних ознак свідчить про можливість утворення покладу ВВ.

Пласти, що залягають вище покладу, флюїдонепроникність яких при поверхневих атмогеохімічних дослідженнях відповідає фоновим, або нижче фоновим значенням атмогеохімічних показників за вільними ВВ, утворюють насичені важкими вуглеводневими компонентами горючі сланці.

Гідрологічні і гідрогіологічні дослідження над нафтогазоносними структурами також можуть слугувати критеріальними показниками нафтогазоносності і дають можливість визначити зміни гідрохімічного складу поверхневих і підземних вод в залежності від впливу глибинних розвантажень вуглеводневих компонентів, а також визначити інфільтраційні зони поглинання метанорозчинних водних розчинів, а з ними і формуючі ВВ інгредієнти мантійних процесів.

Таким чином, індикатори чи показники, які були використані нами для оцінки перспектив нафтогазоносності кристалічних порід в контексті прямопошукової технології СТАГГД, розглядаються і інтрепретуються нами як формуючі геологічні, геотермічні, гідролого-гідрогіологічні та прямопошукові геохімічні критеріальні ознаки.

Структурно-тектонічні ознаки як основа інтерпретації результатів термометричних і атмогеохімічних досліджень. Використовується для районування території за структурно-тектонічними, структурними, розломно-блоковими умовами формування і збереження скупчень ВВ. Визначається за даними попередніх геолого-геофізичних досліджень. Такий аналіз 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 порушень у формуванні скупчень ВВ.

Геотермічні ознаки тісно пов'язаний безпосередньо з будовою об'єктів досліджень. Температурні максимуми характерні для найменш порушених тектонічних блоків, свідчать про скупчення, збереження покладу ВВ та геохімічні процеси (за Чекалюком Е.Б. та Осадчим В.Г.), що протікають безпосередньо в продуктивних зонах.

Еманаційні ознаки є важливим показником геодинамічної активності території досліджень і картувальною ознакою міграційних процесів тектонічно напружених зон (вертикальних та горизонтальних рухів, розущільнення, тріщинуватості тощо). Покривні відклади є геологічними трансформаторами полів напружень корінного масиву, а тектонічні порушення є зонами міграції газових потоків, характеризуються аномаліями радону та торону і є ознакою зон глибинних процесів геодинамічної активності складових мантийних перетворень за уран, радієвими компонентами.

Фонові поля еманаційних показників свідчать про порівняно геодинамічну стабільність блоків та структур, потенційно «герметичних», і тому сприятливих для формування та збереження скупчень ВВ.

Газові ознаки (вуглекислий газ, гелій, водень) свідчать про глибинну головну формуючу природу нафтогазоносності кристалічних порід.

Аномалії вуглекислого газу, гелію та, особливо, водню можливо розглядати як головну критеріальну ознаку формування вуглеводневих складових мантийними процесами.

Вуглеводневі ознаки є вирішальним показником для визначення перспектив на пошуки покладів ВВ Бовтиської імпактної структури, при оцінці яких віддавалась перевага особливостям прояву аномалій важких ВВ. Саме такі аномалії можуть мати прямий зв'язок зі скупченнями вуглеводневих газів у розрізі, але при їх інтерпретації слід також враховувати вплив на розподіл газових компонентів зон підвищеної геодинамічної

активності та проникності. Найбільш інтенсивні важкі газові аномалії ВВ картуються в зонах впливу розривних порушень, які характеризуються неотектонічною та сучасною (новітньою) геодинамічною активністю. Можливо, саме цими обставинами зумовлене законтурне розташування найбільш інтенсивних локальних аномалій навколо покладів ВВ, які просторово пов'язані з тектонічними порушеннями, що обмежують продуктивні блоки.

Показники вмісту метану нами розглядались окремо як надійний газувуглеводневий індикатор при прогнозних оцінках і інтерпретації показників вмісту легких ВВ у підґрунтовому повітрі у комплексі з його гомологами, а аномалії метану як формуючі елементи нафтогазоносності кристалічних порід.

Гідролого-гідрогелогічні ознаки дозволяють визначати за результатами гідрометричних, гідрогелолого-геохімічних (вміст газових елементів у воді, донних відкладах, як складової системи «донні відклади – вода») досліджень ділянки вміст елементів або їх сполук, які можуть зазнавати вплив імпаکتної структури на стан і гідрогелохімічний склад підземних вод в системі «поклад ВВ – підземні води», що дозволяє прогнозувати за такими характеристиками нафтогазоперспективність структури [1, 10].

Бовтиська структура не фіксується у термічних та атмогелохімічних полях як цілісний, чітко виражений в площинному плані за різними складовими частинами. Такі поля відображаються фрагментарним розподілом гелохімічних аномальних, фонових концентрацій розчинених елементів в підземних водах.

Кратер Бовтиської структури за показниками атмогелохімічних досліджень не фіксується, що може свідчити про його сучасну геодинамічну пасивність і наявність флюїдонепроникних умов накопичення і збереження у покладі ВВ. За підвищеними значеннями температурного показника виділяється зона, що перетинає східну частину кратеру.

В цілому, аномальні значення показника фіксуються здебільшого на ділянках перетину тектонічних порушень. Зона між контуром кратера і кільцевою структурою, визначеної за даними інтерпретації МКЗ, характеризується фоновими значеннями температурного показника, що може також свідчити про її геодинамічну пасивність та згідно напрацювань Чекалюка Е.Б., Осадчого В.Г. відповідає нафтовим накопиченням.

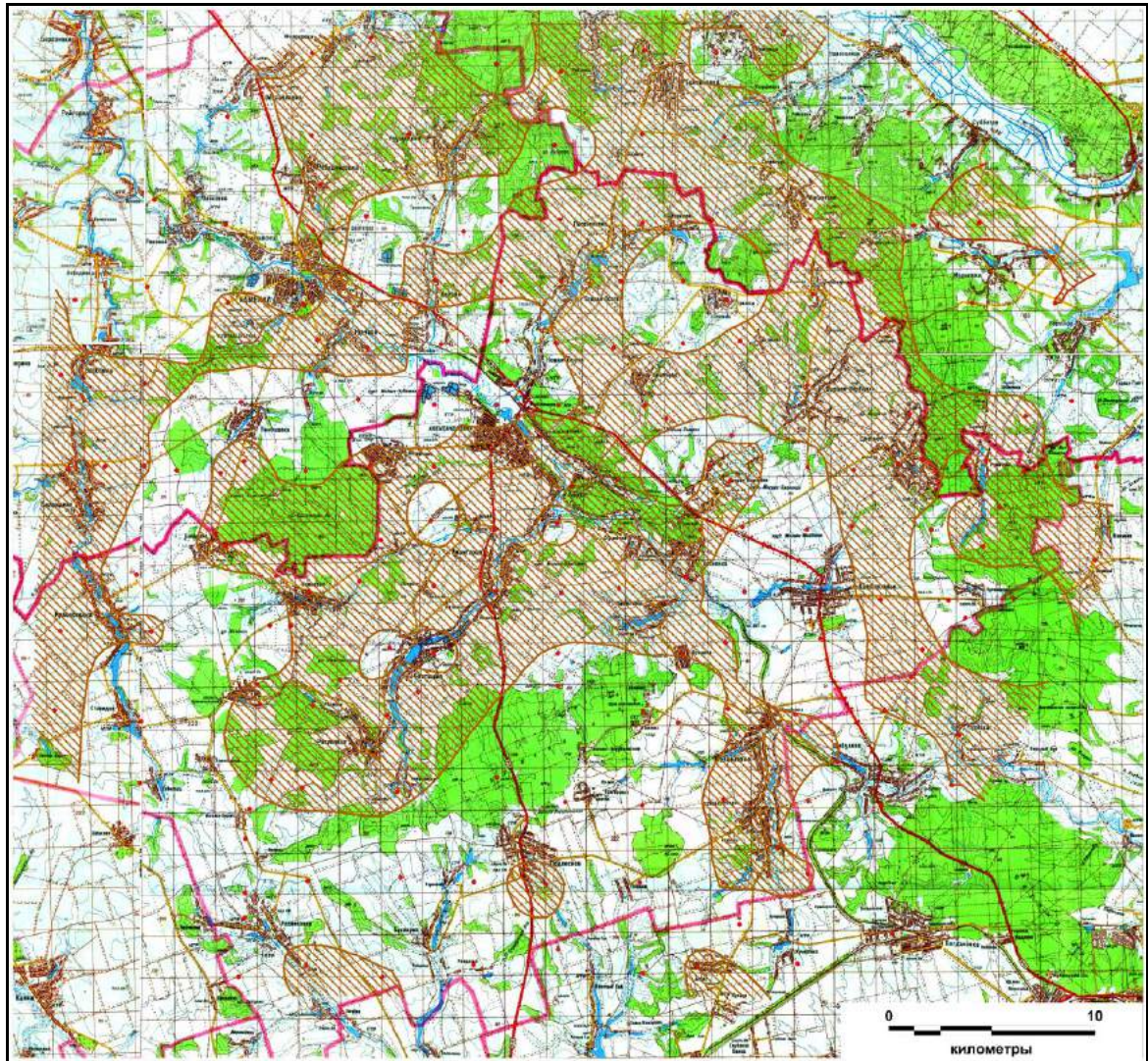
Кільцевий вал картується за підвищеними і аномальними значеннями атмогеохімічних показників. Найбільш чітко фіксується зовнішня межа кільцевого валу і кратером простежується зона фонових і навіть нижче фонових значень показників еманційно-тектонічних критеріїв, незалежно від порушень, які її перетинають. Головна особливість розподілу атмогеохімічних показників – тяжіння або співпадіння з КС: як з тою КС, яка визначає кільцевий вал, так і зовнішньою КС, визначеною за даними МКЗ. Цей факт свідчить про флюїдопроникність таких КС і можливу їх дегазацію. КС чітко фіксується водневим показником. Зовнішня частина кільцевого валу, яка характеризується флюїдонепроникними ділянками, зонами стиснення, може розглядатись як сприятлива для накопичення ВВ.

Таким чином, визначення прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності імпактної структури, в данному випадку Бовтиської, за комплексом методів СТАГГД полягає у виділенні у її межах ділянок, які характеризуються непроникністю для флюїдних (газових) потоків, що може свідчити про: 1) стабільний геодинамічний стан певних частин структури; 2) наявність непорушеної товщі кристалічних порід, які ізолюють поклад ВВ від дифузії газів, тобто забезпечують збереження покладу (роль «покришки»).

Вивченість Бовтиської структури геологорозвідувальними роботами (у межах структури та її обрамлення пробурено біля 500 св.) практично виключає можливість відкриття в осадовому чохлі будь яких скупчень ВВ. Наявність у геологічному розрізі формації надзвичайно нафтонасичених горючих сланців астроблеми, може свідчити, що їх формування відбувалось

під впливом міграції нафтових флюїдів, що надходили із підкратерної частини імпактної структури – із КФ.

За результатами комплексної інтерпретації наведених вище результатів СТАГГД за показниками проникності чи непроникності флюїдних потоків газів, як еманційних, так і вуглеводневих побудована карта непроникних ділянок, що, можливо, слугують місцями накопичення ВВ (рис. 6.1).



1



2

Рис. 6.1. Схема просторового розташування флюїдонепроникних ділянок на топографічній основі 1:100 000 масштабу

1 – контури флюїдонепроникних ділянок; 2 – пункти спостереження

Визначений комплекс прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності Бовтиської імпактної структури за СТАГГД дозволив визначити на території структури та її обрамлення флюїдоперспективні ділянки, перспективні на пошуки покладів ВВ.

Визначені вище прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності імпактної структури за комплексом експресних приповерхневих методів обґрунтовуються і пропонуються для впровадження вперше. Вони потребують подальшого удосконалення, деталізації, науково-теоретичного обґрунтування. Потрібно продовжити вивчення Бовтиської структури комплексом крупномасштабних геолого-геофізичних робіт, а, головне, бурінням параметричних св. з розкриттям особливостей будови КФ і визначенням структур, сприятливих для накопичення ВВ.

Тому нафтогазоносність Бовтиської імпактної структури розглядається нами з умовами формування та накопичення ВВ у нетрадиційних пастках КФ, які створювались внаслідок прояву нафтогазоутворюючих біогенно-мантійних процесів.

Як перспективний нафтогазовий об'єкт Бовтиська імпактна структура розглядається вперше і, як відмічено вище, її перспективність пов'язується з мантійними процесами і кристалічними породами-колекторами. Результати впровадження проведених досліджень за прямопошуковою технологією (СТАГГД) дозволяють виділити ділянки і сформулювати прогнозно-пошукові ознаки таких ділянок як перспективних нафтогазових об'єктів.

Академік О.Ю. Лукін вважає, що «повышение эффективности геолого-разведочных работ на нефть и газ – жизненно важная проблема для человеческой цивилизации. Особую роль в ее решении должна сыграть разработка надежных прямопоисковых методов. Магистральный путь повышения эффективности прямых поисков нефти и газа связан с изучением природы различных геохимических и геофизических сигналов от залежи, выявлением истинных АТЗ и системным подходом к их интерпретации» [16].

Розробка та впровадження прямопошукового методу за комплексом прямих та непрямих критеріальних ознак, які виділив автор, при системному підході до інтерпретації даних технології СТАГГД дають можливість вирішення фундаментальних і прикладних проблем формування регенерації та прогнозних пошукових об'єктів нафтогазових родовищ у кристалічних породах Бовтиської астроблеми.

До непрямих пошукових ознак відносяться:

I. Геолого-структурні

- а) осадові комплекси;
- б) розломно-блокова тектоніка кристалічних порід;
- в) розподіл розривних дислокацій;
- г) літолого-стратиграфічно-фаціальні ознаки.

II. Геотермічні

III. Гідрогеологічні

IV. Гідролого-біологічні.

Головні формуючі прямопошукові ознаки нафтогазоносності в рамках біогенно-мантійного походження ВВ у кристалічних породах Бовтиської імпактної структури:

I. Біогенні

водорозчинні метанові сполуки H_2O+CH_4 (сформовані в прирічкових площах, початкові вуглеводневі елементи)

II. Біогенно-мантійні

- а) етан C_2H_6 ;
- б) етилен C_2H_4 ;
- в) пропан C_3H_8 ;
- г) пропілен C_3H_6

III. Мантійні

- а) водень H_2 ;
- б) гелій He ;
- в) вуглець C ;

- г) уран (радій), радон, торон;
 д) важкі вуглеводневі сполуки, що формують компоненти нафти (ізобутан, гексан, бутан, ізопентан, пентан).

Картування нафтогазоносних площ за прогнозно-пошуковими ознаками нафтогазоносності кристалічних порід Бовтиської імпаکتної структури

Аналіз приведених картографічних матеріалів просторового розподілу показників суми легких $C_{\text{ввл}}$ (етан, етилен, пропан, пропілен) (рис. 6.2) та суми важких $ВВ C_{\text{ввв}}$ (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) (рис. 6.3) дозволив встановити основні формуючі ознаки нафтоносності підкратерних кристалічних порід Бовтиської астроблеми.

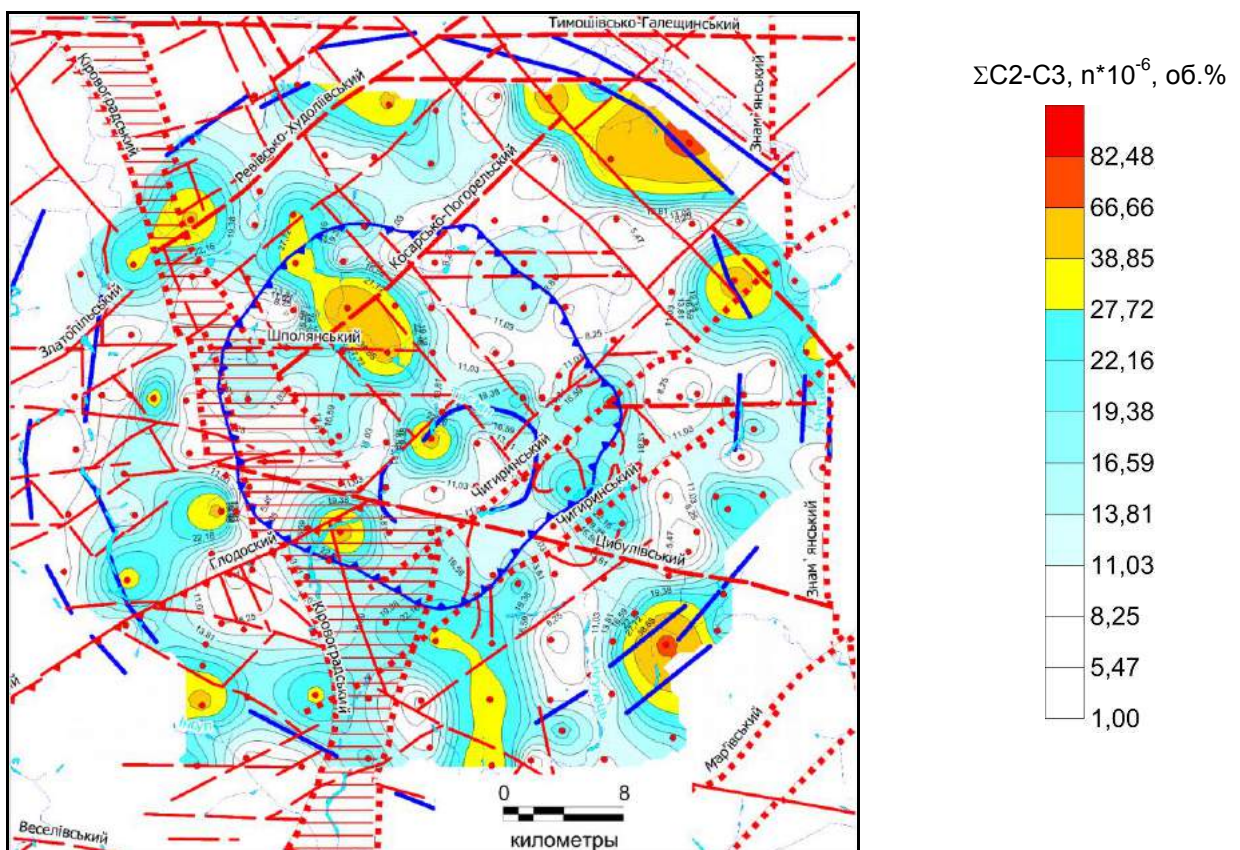


Рис. 6.2. Схема просторового розподілу показників вмісту суми легких легких гомологів метану (етан+пропан+етилен+пропілен) (C2-C3) у підґрунтовому повітрі

За значенням $C_{\text{ВВЛ}}$ ($11,03 \cdot 10^{-6}$ об.%) у 30 разів менша, ніж $C_{\text{ВВВ}}$ ($331,68 \cdot 10^{-6}$ об.%). Таке співвідношення формуючих нафтогазоносних елементів свідчить про участь мантийних процесів у генетичних і формуючих умовах нафтоносності порід КФ.

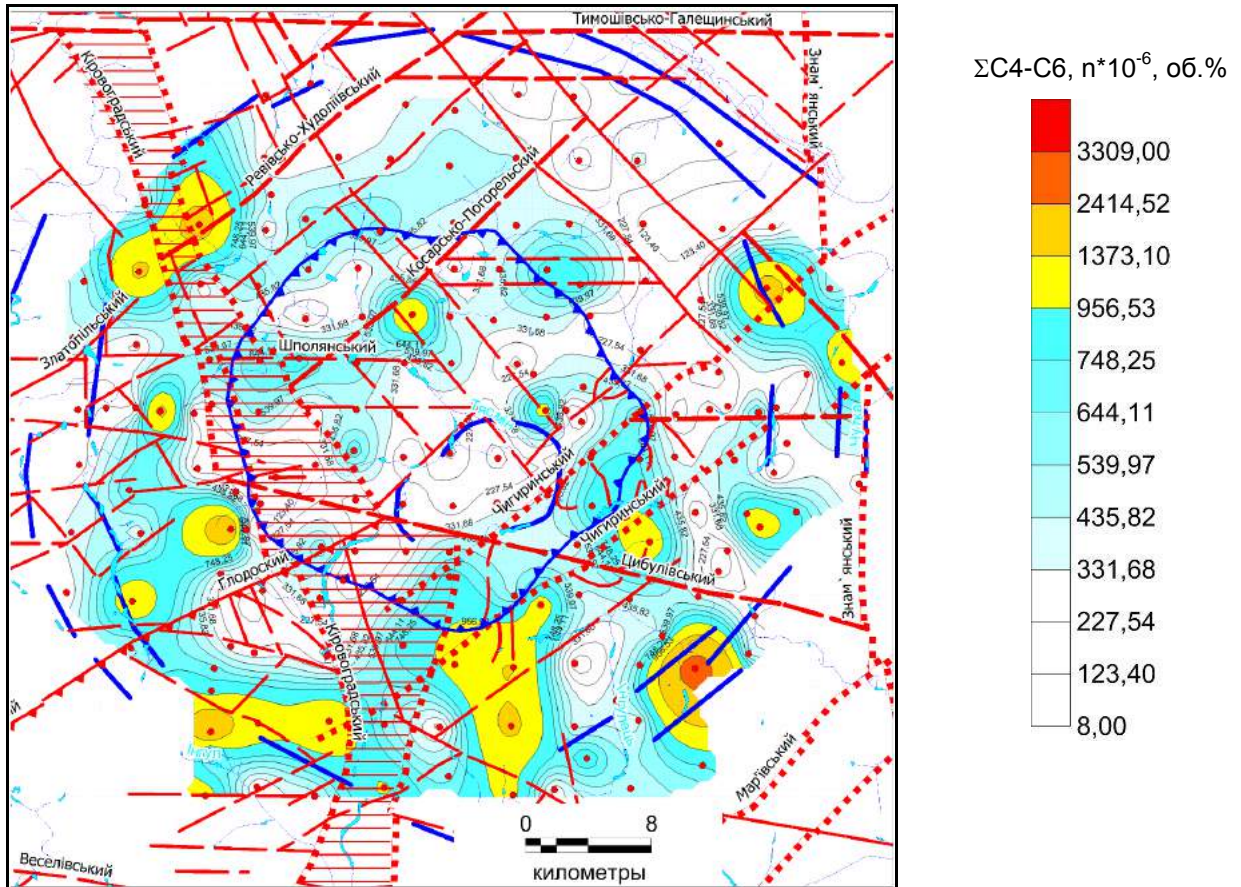


Рис. 6.3. Схема просторового розподілу показників вмісту суми важких гомологів метану (ізобутан + бутан + ізопентан + пентан + гексан) (C4-C6), у підґрунтовому повітрі

За комплексними результатами інтерпретації прогнозно-пошукових ознак СТАГГД була побудована карта просторового розміщення площ, перспективних на пошуки пасток важких ВВ (нафти) у кристалічних важких породах Бовтиської астроблеми (рис. 6.4).

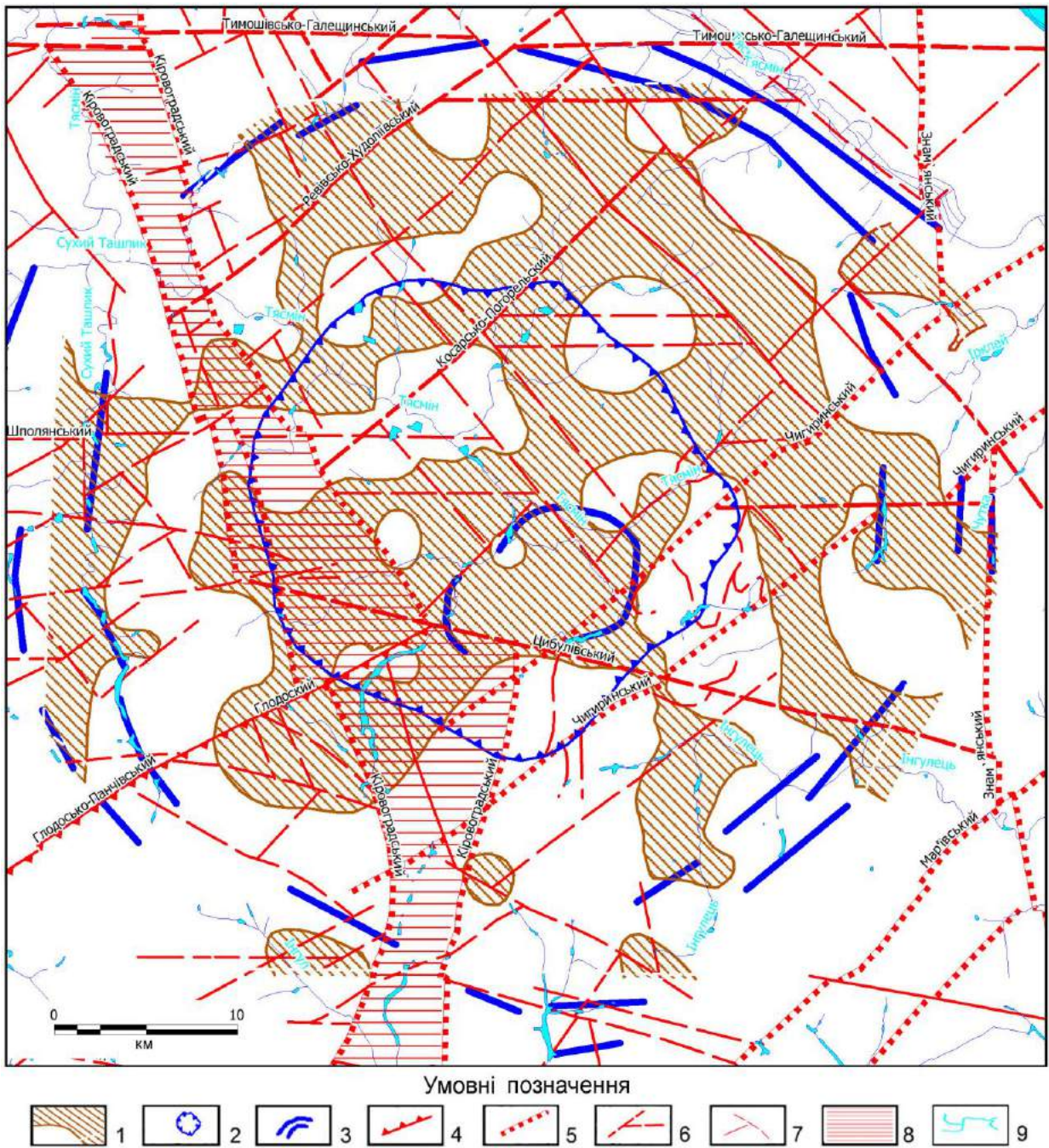


Рис. 6.4. Схема просторового розташування флюїдонепроникних ділянок, перспективних на пошуки пасток ВВ (на структурно-тектонічній основі)

1 – ділянки, перспективні на пошуки пасток ВВ; 2 – контури кратера (за Держ. геол. картою України, м-б 1:200 000. Аркуш ХХVІІ (Знаменка), 2004); 3 – фрагменти КС за результатами дешифрування МКЗ; розломи (за Держ. геол. картою України, м-б 1:200 000. Аркуш ХХVІІ (Знаменка), 2004); 4 – підкиди, 5 – скиди, 6 – головні, 7 – другорядні, 8 – зона Кіровоградського глибинного розлому; 9 – гідрографічна мережа

Висновки до розділу 6

Підставами для визначення прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності імпактних структур є результати системного аналізу проведених досліджень з вивчення та узагальнення фактичних даних нафтогазоносності імпактних структур світу і видобутку в них вуглеводневих покладів (США, Канада, Мексика) та вітчизняного досвіду обґрунтування перспектив нафтогазоносності продуктивних площ видобутку ВВ у кристалічних породах, а також результати обробки та інтерпретації даних СТАГГД, виконаних у межах Бовтиської імпактної структури й її обрамлення.

Головним аспектом у чільній низці критеріальних ознак нафтогазоносності виступають прямопошукові формуючі показники – компоненти нафтогазоносності – He , H_2 , CO_2 та значний за показниками спектр важких вуглеводнів.

До непрямих пошукових ознак відносяться: геолого-структурні, геотермічні, гідрогеологічні, гідролого-біологічні, до прямих нафтогазоносних ознак кристалічних порід – продукти мантийних процесів: водень, гелій, вуглець та, можливо, важкі ВВ.

Вперше визначені прогнозно-пошукові ознаки нафтогазоносності за комплексом СТАГГД Бовтиської структури, що і є головним результатом досліджень за темою дисертаційної роботи, та на цій основі наданий прогноз перспективних площ та ділянок з метою створення науково-виробничих полігонів.

Список використаних джерел до розділу 6

1. Багрій І.Д. Гидрогеоструктурные особенности формирования месторождений углеводородов импактных структур на примере Болтышской астроблемы. *Геол. журн.* 2017. № 2 (359). С. 5-34.
2. Багрій І.Д., Почтаренко В.І., Дубосарський В.Р., Семенюк В.Г. та ін. Геолого-структурно-геохімічні особливості формування родовищ горючих сланців та вуглеводневих покладів Бовтиської імпаکتної структури. *Геол. журн.* 2016. № 2 (335). С. 17-42.
3. Гуров Е.П., Гурова Е.П. Нефтегазоносные импактные структуры. *Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології*. Киев: «Карбон Лтд», 2000. Т. 1. С. 119-126.
4. Державна геологічна карта України, масштаб 1:200 000. Серія Центральноукраїнська. Аркуш М-36-XXVII (Знаменка). Київ: Держгеолслужба України. УкрГРДІ. 2004.
5. Краюшкин В.А., Гуров Е.П. К перспективе поиска нефти и газа в астроблемах Украины // *Геол. журн.* – 1989. – № 1. – С. 17-27.
6. Краюшкин В.А. Истинное происхождение, структура, размер и размещение мирового нефтегазового потенциала. *Георесурсы*. 2012. № 5 (47). С. 19-23.
7. Михайлов В.А. Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. [У 8 кн.] Кн. 7 / Метан вугільних родовищ, газогідрати, імпаکتні структури і накладені западини Українського щита. Київ: Ніка-Центр, 2013. 368 с.
8. Модели ловушек в породах кристаллического фундамента. Кол-в авторов. Киев, 1992. 53 с. (Препр./АН Украины, Ин-т геологических наук; 92-7).
9. Краюшкин В.А., Вакарчук Г.И., Гальченко В.А., Ключко В.П., Листков В.П., Токовенко В.С., Филюшкин К.К. Нефтегазовый потенциал астроблем Украины. Киев, 1994. 62 с. (Препр. / АН Украины.

Ин-т геол. наук; 93-4).

10. Серебrenикова О.В. Геохимические методы при поиске и разведке нефти и газа [уч. пос.]. Ханты-Мансийск: РИЦ ЮГУ, 2008. 172 с.
11. Тимурзиев А.И. Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: на пути к созданию научной теории прогнозирования и поисков глубинной нефти. *Тектоніка і стратиграфія*. 2016. Вып. 43. С. 102-132.
12. Richard A.F. Grieve. Economic natural resource deposits at terrestrial impact structures // Downloaded from <http://sp.lyellcollection.org/> by guest on December 13, 2016.
13. Hans-Henrik Westbroek, Robert R. Stewart The formation, morphology, and economic potential of meteorite impact craters // CREWES Research Report Meteorite impact craters, 1996. Vol. 8. P. 34-1 – 34-26.
14. Michael J. Mazur and Robert R. Stewart The seismic expression and hydrocarbon potential of meteorite impact craters: Current research // CREWES Research Report Meteorite impact craters: Current research, 1996. Vol. 9. P. 38-1 – 38-14.
15. Richard R. Donorio Impacted craters: Implications For basement Hydrocarbon production. *Journal of petroleum geology*. 1981. № 3. P. 279-302.
16. Лукин А.Е. О перспективах нефтегазоносности эрозионных форм палеорельефа на бортах Днепровско-Донецкой впадины. В кн.: «Геология и нефтегазоносность западных областей Европейской части СССР». Москва: Недра, 1974. С. 79-84.

ВИСНОВКИ

Вперше оцінка нафтогазових перспектив однієї з імпактних структур – Бовтиської – була виконана в результаті впровадження прямопошукової технології СТАГГД – комплексу приповерхневих експресних структурно-термо-атмо-гідролого-гідрогеохімічних методів на визначення пошукових ознак нафтогазоносності імпактної структури, просторово і генетично пов'язаної з нетрадиційними пастками у фундаменті.

Таким чином, покладений початок досліджень нового напрямку – вперше вивчення та оцінка нафтогазоносності КФ Бовтиської імпактної структури.

У світі існують імпактні структури (астроблеми), де промислово значимі поклади ВВ відкриті та експлуатуються в КФ. Це, перш за все, структура Еймс (США, штат Оклахома), в якій породами, що вміщують ВВ, є гранодіорити КФ центрального підняття. Аналогом Бовтиської структури може бути імпактна структура Ньюпорт (США, штат Півн. Дакота), в якій продуктивними є кристалічні породи та їх кори вивітрювання (видобуток ВВ здійснюється з кільцевого валу).

Аналіз та інтерпретація всього наявного матеріалу про перспективу виявлення нафтогазоносності КФ імпактних структур дозволили прийти до обґрунтованої методики проведення СТАГГД та інтерпретації результатів досліджень. Вперше в комплекс досліджень були включені гідрологічний, гідролого-геохімічний, гідрогеологічний, гідрогеохімічний методи та враховані найбільш достовірні показники утворення ВВ, їх складові H_2 – водень та C – вуглець, за ознаками яких можливо визначити відповідні глибинні поклади ВВ. При цьому в основу була покладена гідрогео-біогенно-мантійна концепція походження ВВ, розроблена доктором геологічних наук І.Д. Багрієм.

На завершальному етапі досліджень були вирішені дві головні задачі: розробка прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності Бовтиської

імпактної структури, будова якої уточнена в результаті СТАГГД та виділення за цими ознаками ділянок, які можуть бути запропоновані для наступних пошукових робіт на поклади ВВ у Бовтиській структурі та її найближчому обрамленні. При цьому відбувались дослідження за трьома етапами:

Таким чином, при проведенні досліджень за темою дисертації виконані наступні види робіт для вирішення основних задач:

1. Аналіз літературних та фондових матеріалів, в яких висвітлюються питання вітчизняного і світового досвіду з обґрунтування нафтогазоносності імпактних структур, їх вивчення та видобутку в них ВВ.

2. Системний аналіз та інтерпретація матеріалів щодо геолого-картувальних, пошукових та геолого-розвідувальних робіт у межах Бовтиської імпактної структури та її обрамлення. Створені комп'ютерні бази картографічних та фактографічних матеріалів.

3. Науково-методичне обґрунтування, розробка прогнозно-пошукових ознак нафтогазоносності кристалічних порід Бовтиської структури.

4. Виділення у межах Бовтиської імпактної структури ділянок, перспективних на виявлення покладів ВВ за комплексом розроблених прогнозно-пошукових ознак у кристалічних породах.

Одержані результати і висновки дають підставу на проведення у межах Бовтиської імпактної структури крупномасштабних і деталізаційних досліджень методами та технологіями СТАГГД, а також можуть бути включені у комплекс робіт (на перших чи попередніх етапах) пошуків родовищ нафти і газу не тільки при вивченні та оцінці нафтогазоносності Бовтиської структури, а й при роботах на інших імпактних структурах України.

ДОДАТКИ

Додаток 1

Список публікацій за темою дисертації та відомості
про апробацію результатів дисертації

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

Монографії та навчальні посібники:

1. Геолого-структурно-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів : [навч. посіб.] / Багрій І.Д., Карпенко О.М., Гафіч І.П., Маслун Н.В., Аксьом С.Д., **Семенюк В.Г.**, Дубосарський В.Р., Науменко У.З., Наседкін Є.І., Грига М.Ю., Мамишев І.Є., Малишев О.М., Глонь В.А., Гордєєва Ю.К., Стародубець К.М., Куліш А.П., Карпенко І.О., Подоба В.Ю. – Київ : ІГН НАН України, 2016. – 309 с. (*Особистий внесок – обробка та інтерпретація результатів досліджень, побудова картографічних матеріалів, аналіз співвідношення атмогеохімічних і температурних показників*).

2. Спеціальні методи в геології : [навч. посіб.] / І.Д. Багрій, В.І Альохін, В.Р. Дубосарський, В.І. Почтаренко, **В.Г. Семенюк**, І.П. Гафіч, І.С. Лактіонов. – Покровськ : ДВНЗ «ДОНТУ», 2017. – 215 с. (*Особистий внесок – побудова картографічних матеріалів, аналіз співвідношення атмогеохімічних і температурних показників, виявлення їх закономірностей*).

3. Нафтогазоносність імпактних структур України. / Багрій І.Д., Гожик П.Ф., Рудько Г.І., Фірман М.А., Клюк Б.О., Голуб П.С., Солодкий В.М., Євдощук М.І., Мачужак М.І., **Семенюк В.Г.**, Кашуба Г.О., Окрепкий І.Р., Гафіч І.П., Ліхван В.М., Максимчук П.Я., Коваль А.М., Войцицький З.Я., Федченко А.В., Почтаренко В.І., Маляр В.О., Дубосарський В.Р., Аксьом С.Д., Янцевич О.О., Гришаненко В.П., Довбиш Н.С., Мамишев І.Є., Глонь В.А., Стародубець К.М., Малишев О.М. – Київ-Чернівці : Букрек, 2018. – 504 с. – ISBN 978-966-399-998-2. (*Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за*

методикою СТАГГД на Бовтиській, Ротмистрівській та Зеленогайській імпактних структурах).

Статті, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

4. Геолого-структурно-геохімічні особливості формування родовищ горючих сланців та вуглеводневих покладів Бовтиської імпактної структури / І.Д. Багрій, В.І. Почтаренко, В.Р. Дубосарський, О.О. Янцевич, **В.Г. Семенюк**, М.В. Грига, О.М. Малишев, І.П. Гафіч // Геол. журн. – 2016. – № 2 (355). – С. 17-42. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД на Бовтиській імпактній структурі).*

5. **Семенюк В.Г.** Впровадження приповерхневих методів досліджень на Ротмистрівській імпактній структурі з метою вивчення її геолого-геохімічних особливостей // Геол. журн. – 2016. – № 3 (356). - С. 43-54.

6. **Семенюк В.Г.** Впровадження приповерхневих методів досліджень з метою вивчення геолого-геохімічних особливостей Зеленогайської площі і однойменної імпактної структури // Геол. журн. – 2016. – № 4. - С. 65-76.

7. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії / Глонь В.А., Гордеева Ю.К., Стародубець К.М., **Семенюк В.Г.** // Геол. журн. – 2017. – № 2 (363). – С. 14-22. *(Особистий внесок – проаналізовано геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень).*

8. Bagriy I.D., Starodubets K.M., Gordeeva Y.K., **Semeniuk V.G.**, 2017. Hydrogeosynergetic biogenic-mantle hypothesis of hydrocarbon origin and its involvement into direct prospecting technology justification. Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv: Geology. № 3 (78). P. 71-81. *(Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, зроблені картографічні побудови).*

9. Bagriy I.D., Gozhik P.F., Repkin A.A., Kuzmenko S.A., Loktiev A.A., **Semeniuk V.G.**, Rationale of search technology on hydrogen and geodynamic phenomena (oil and gas regions, mine fields). Геол. журн. – 2019. – № 2 (367). – С. 18-28. *(Особистий внесок – систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, зроблені картографічні побудови).*

Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір

10. Багрій І.Д., Дубосарський В.Р., **Семенюк В.Г.** Обґрунтування перспективних площ на видобуток вуглеводневих газів вугільних басейнів та прогноз проявів газодинамічних явищ у межах гірничих відводів вугільних шахт / І.Д. Багрій, В.Р. Дубосарський, В.Г. Семенюк // Свідоцтво про реєстрацію авторського права на твір № 70154. – Київ : Держ. департамент інтел. власності України. – 30.01.2017. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень вугільних басейнів).*

Тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

11. Prediction of promising areas for coal bed methane production by the structural-thermal-atmogeochemical research methodology (STAGR) [електрон. ресурс] / V.R. Dubosarskiy, **V.G. Semenyuk**, O.O. Yantsevych, V.A. Glon // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org> – м. Київ, 10-13 травня 2016. *(Особистий внесок – характеристика аномальних полів концентрацій атмогеохімічних і температурних показників у межах структур).*

12. Geochemical data analysis and prediction of hydrocarbon accumulation in the territory of Rotmistrovka impact structure [електрон. ресурс] / M.Y. Gryga, I.D. Bagriy, K.M. Starodubets, **V.G. Semeniuk** // 15th EAGE International Conference on Geoinformatics – Theoretical and Applied Aspects. – 2016. – Режим доступу до ресурсу: <http://earthdoc.eage.org> – м. Київ, 10-13 травня

2016. *(Особистий внесок – проаналізовано і узагальнено геологічні матеріали, систематизовано і виконано обробку та зіставлення геологічних досліджень з матеріалами приповерхневих досліджень, виконаних за методикою СТАГГД на Ротмистрівській імпактній структурі).*

13. Применение методики структурно-термо-атмогидрогеохимических исследований (СТАГИ) с целью поисков залежей углеводородов, шахтного метана, подземных вод, оценки экологического состояния окружающей среды / И.Д. Багрий, В.Р. Дубосарский, В.П. Жаловский, В.Н. Солодкий, В.Н. Марюхно, Л.Ф. Гафич, **В.Г. Семенюк** // PROCEEDINGS of the V international scientific and technical conference. Геология и углеводородный потенциал Балкано-Черноморского региона. – Varna, Bulgaria, 18-22 septembr 2017. – с. 134-138. *(Особистий внесок – характеристика аномальних полів концентрацій атмогеохімічних, гідролого-геохімічних і температурних показників у межах структур).*

Додаток 2

Свідоцтво про реєстрацію авторського права на
твір



**ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ УКРАЇНИ**
Україна, 03680, МСП, м. Київ-35,
вул. Урицького, 45
Тел. (044) 494-06-06
Факс (044) 494-06-67
E-mail: post@sips.gov.ua



**STATE INTELLECTUAL
PROPERTY SERVICE
OF UKRAINE**
Ukraine, 03680, MSP, Kyiv-35,
45, Urytskogo str.
Tel. (044) 494-06-06
Fax (044) 494-06-67
E-mail: post@sips.gov.ua

РІШЕННЯ

ПРО РЕЄСТРАЦІЮ АВТОРСЬКОГО ПРАВА НА ТВІР

Державна служба інтелектуальної власності розглянула заяву
Інститут геологічних наук Національної Академії наук України,
вул. О.Гончара, 55-Б, м. Київ, 01054

(повне ім'я фізичної або повне офіційне найменування юридичної особи, адреса)

заявка від 30.11.2016 № 70684

про реєстрацію авторського права на твір і прийняла рішення зареєструвати авторське право на службовий твір Літературно-письмовий твір "Обґрунтування перспективних площ на видобуток вуглеводневих газів вугільних басейнів та прогноз проявів газодинамічних явищ в межах гірничих відводів вугільних шахт"; Багрій Ігор Дмитрович, Дубосарський Віктор Рудольфович, Семенюк Володимир Григорович; Інститут геологічних наук Національної Академії наук України

(вид, повна, скорочена (за наявності) назва твору, повне ім'я, псевдонім (за наявності) автора (ів), повна офіційна назва роботодавця)

Внесення відомостей до Державного реєстру свідоцтв про реєстрацію авторського права на твір та видачу свідоцтва будуть здійснені за умови сплати збору за оформлення і видачу свідоцтва про реєстрацію авторського права на твір відповідно до п.3 постанови Кабінету Міністрів України від 27 грудня 2001 року № 1756 "Про державну реєстрацію авторського права і договорів, які стосуються права на твір".

Якщо протягом трьох місяців від дати одержання заявником рішення про реєстрацію авторського права на твір Державна служба не одержала документ про сплату збору за оформлення і видачу свідоцтва у розмірі та порядку, визначених законодавством, або копію документа, що підтверджує право на звільнення від сплати зазначеного збору, заявка вважається відхиленою і реєстрація авторського права та публікація відомостей про реєстрацію Державною службою не проводиться.

**В.о. Голови Державної служби
інтелектуальної власності**



А.А. Малиш