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

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ГЛОНЬ ВІТАЛІЙ АНАТОЛІЙОВИЧ

УДК 553.98.041:550.84(477.5)

ДИСЕРТАЦІЯ

ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ТА ПРОГНОЗУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ КОМПЛЕКСОМ СТРУКТУРНО-ТЕРМО-АТМОГЕОХІМІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

Спеціальність 04.00.17 – Геологія нафти і газу
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.А. Глонь

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

м. Київ – 2019

АНОТАЦІЯ

Глонь В.А. Особливості формування та прогнозування нафтогазоносності Срібненського прогину комплекосм структурно-термо-атмогеохімічних досліджень. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата геологічних наук за спеціальністю 04.00.17 «Геологія нафти і газу» (103 Науки про землю). – Інститут геологічних наук НАН України, Київ, 2019

Дисертаційна робота присвячена особливостям формування та прогнозування нафтогазоносності Срібненського прогину (північно-західна частина Дніпровсько-Донецької западини) комплексом структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД) з метою пошуку покладів вуглеводнів.

В процесі виконання дисертаційної роботи було проаналізовано результати науково-дослідних та виробничих робіт з вивчення геологічної будови та оцінки нафтогазоносності Срібненського прогину, що дало змогу оцінити об’єми проведених робіт і дозволило науково–обґрунтовано обрати об’єкти досліджень та виконати прогнозування нафтогазоносності району досліджень за комплексом СТАГД.

Вивчення геологічної будови та нафтогазоносності Срібненського прогину було зосереджено на антиклінальних структурах, які його облямовують. В останні роки геофізичні та геологорозвідувальні роботи були зосереджені на схилах прогину, що призвело до відкриття нових родовищ в неантиклінальних пастках. Більшість пробурених свердловин знаходяться у прибортових (периферійних) частинах прогину, або у межах його найближчого обрамлення, де були сконцентровані сейсморозвідувальні роботи. Породи кристалічного фундаменту не розкриті. Структури (об’єкти), у межах яких проведені СТАГД, практично не розбурені. Такий стан вивченості будови Срібненського прогину на території, де проведені СТАГД, і який відповідає, в кращому разі, середньомасштабному рівню (м-б 1:200000), є певною проблемою при інтерпретації крупномасштабних приповерхневих зйомок. Це потребує переосмислення умов накопичення вуглеводнів в осадових відкладах

прогину, шляхів їх міграції, впливу глибинних розривних порушень (дорифтових), що сприяли формуванню структур-пасток для акумуляції нафти і газу.

Срібненський прогин був виділений вперше за результатами комплексних геофізичних досліджень в 1964 році. В гравітаційному полі прогин знаходяться у межах інтенсивної Лохвицької позитивної гравітаційної аномалії. Співпадає з центральною частиною аномалії, природу якої не встановлено. Не виключено, що вона може бути зумовлена структурою та складом порід різних комплексів кристалічного фундаменту. За даними А.В. Чекунова в південно-східній частині Срібненського прогину за результатами МСГТ зафіксований так званий Срібненський коро-мантійний виступ, який по поверхні Мохо має амплітуду понад 5 км. З апікалью виступу збігається Голенське палеопідняття. В магнітному полі прогин не знаходить свого відображення.

За даними А.Б. Холодних сучасного вигляду прогин набув після структурної перебудови в кам'яновугільний період і поховання докарбонових відкладів під плащем вищезалягаючих нашарувань. Проте, структурні плани кам'яновугільних та вище перекриваючих відкладів суттєво відрізняються. Невідповідність у співвідношенні структурних планів зумовлена тектонічними рухами блоків фундаменту. У межах прогину відзначене значне збільшення товщини відкладів нижньої пермі та карбону, що свідчить про інтенсивність його занурення саме в ці періоди розвитку.

Основною особливістю нафтогазоносності Срібненського прогину є те, що більшість родовищ відкрито на схилах та оточенні однойменного прогину. Антиклінальні структури на облямуванні прогину вже практично розвідані. За висновками В.К. Гавриша та М.І. Євдощука 21 родовище нафти і газу пов'язано з дорифтовими розломами котрі проходять в межах ділянки дослідження. На думку О.Ю. Лукіна та Т.М. Пригаріної основні нафтогазоперспективні об'єкти пов'язані з літологічними та комбінованими пастками неантиклінального типу, що розміщуються на схилах Срібненського прогину. За дослідженями авторів виділені перспективні ділянки та зони вірогідних пасток вуглеводнів. Виявлені

нафтогазоперспективні об’єкти Фонду структур приурочені до схилів прогину, що пов’язані з неантиклінальними пастками та є об’єктами наших досліджень СТАГД.

Особливістю формування нафтогазоносності прогину є створення пасток різного типу, що утворювались в умовах континентальних окраїн, піщаних акумулятивних тіл (річкові виноси, дельтові тіла та морські пляжі), біогенних побудов (рифи, банки, біогерми, біострими та атоли), котрі ускладнені літолого-тектонічними екранами. За генетичною класифікацією Н.С. Окнової виділяються різноманітні типи неантиклінальних пасток, які характерні для синклінальних прогинів. Структури відіграють вирішальну роль при формуванні нафтогазоносності. Розломи та тріщини забезпечують шляхи міграції флюїдів. Таке різноманіття пасток ускладнює пошукові геологорозвідувальні роботи в прогинах та оцінку їх нафтогазоносності.

Структури відіграють вирішальну роль у наявності та формі поверхневих геофізичних та геохімічних аномалій, пов'язаних з покладами вуглеводнів. Розломи та тріщини забезпечують шляхи міграції сполук: газів, вуглеводнів (нафти, газу), води та розчинів солей. Їх концентрація утворює різноманітні типи та форми аномалій, котрі підпорядковані локальним геологічним умовам.

Для оцінки вуглеводневого потенціалу перспективних структур було використана комплексна експресна методика структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД). Відповідно до методики були використано науково-методичне обґрунтування критеріїв (індикаторів) перспективності нафтогазоносності Срібненського прогину. При виконані комплексу приповерхневих досліджень виділяється п’ять окремих блоків: геолого-структурних, термометричних, газогеохімічних, лабораторно-аналітичних і блок обробки та картографування отриманих результатів. Ці блоки виконуються в чотири послідовні етапи: підготовчий, польовий, лабораторно-аналітичний і обробка та інтерпретація даних приповерхневих досліджень. СТАГД – це технологія, котра поєднує різноманітні методи (геолого-структурні, термометричні, еманаційні, газогеохімічні дослідження, дешифрування матеріалів дистанційних досліджень), кожен з яких несе свою частку інформації про геологічну будову середовища і дозволяє більш змістовно та

достовірно вивчити об’єкт. Як технологія, цей метод використовується для вирішення конкретної мети – оцінка перспектив нафтогазоносності.

Для підвищення успіху оцінки перспективності ділянок при комплексному аналізі наявної інформації про нафтогазоносність території дослідження застосовуються наступні критерії (індикатори): структурно-тектонічні, температурні, еманаційні, газові та вуглеводневі.

Досвід картування тектонічних зон комплексом приповерхневих методів СТАГД дозволяє виявляти, картувати, простежувати тектонічні порушення, зони розущільнення та тріщинуватості гірських порід які традиційними геолого-геофізичними методами вони не картуються. Вивчення цих має практичне значення при використанні різних видів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

На розподіл показників СТАГД впливає велика кількість факторів. Деякі з них не відображаються іншими методами. Еманаційні дослідження дозволяють картувати геодинамічноактивні зони, які фіксуються на продовжені тектонічних порушень, визначених за сейсморозвідкою та може будти зоною фільтрації (розвантаження газів). Крім того, розподіл показників СТАГД вздовж порушень, дозволяє оцінити їх сучасну геодинамічну активність та флюїдопроникність. В залежності від кроку досліджень, визначаються розміри структур, які необхідно визначити.

Вперше на території Срібненського прогину та його обрамлені виконаний комплекс приповерхневих, експресних структурно-термо-атмогеохімічних досліджень, що дозволило встановити особливості розподілу температурних та газових полів у межах об’єкту досліджень. Вибір ділянок проведення СТАГД, обґрунтований наявними матеріалами та даними щодо будови та нафтогазоносності Срібненського прогину, визначив такі структури: Квітнева, Довгалівська – Пд. Тростянецька, Пн. Озерянська, Самойлівська та Пн. Гнідинцівська. Ці об’єкти розташовані в межах схилів однойменного прогину на котрих було виконано 107 пунктів спостережень (ПС) для площинних досліджень загальною площею 78,2 км^2 та 70 ПС профільних досліджень довжиною 138 км.

Вперше встановлений просторовий і генетичний зв’язок аномальних значень термометричних й газових показників з відомими родовищами нафти і газу та перспективними структурами Срібненського прогину.

Незалежно від регіональних (профільних), або локальних (площинних) досліджень, окремі пункти спостережень, в яких визначений гелій та водень фіксувались над глибинними порушеннями, або на їхньому продовжені.

За результатами дешифрування космознімків побудовано схеми дешифрування космознімків Срібненського прогину та карти лінеаментів і кільцевих структур. Складено 4 графіки та 75 карт розподілів температурного, еманаційного та вуглеводневих показників. На основі аналізу наявного матеріалу та результатів досліджень надаються рекомендації по залученню методики СТАГД для виділення перспективних ділянок вуглеводневих газів.

Вперше за розробленими критеріями (індикаторами) при локальних дослідженнях СТАГД побудовано 5 схем розміщення перспективних ділянок на пошуки ВВ та рекомендовані подальші деталізаційні роботи структурно-термо-атмогеохімічні дослідження з подальшим параметричним бурінням.

В процесі проведених досліджень удосконалена методика СТАГД, визначено особливості формування та прогнозування перспективних площ для подальшого видобутку вуглеводнів.

Застосування комплексу СТАГД при вивчені нафтогазоперспективності Срібненського прогину дозволило визначити картувальні ознаки регіональних тектонічних зон глибинного закладення в кристалічному фундаменті (дорифейських розломів). Це дозволяє рекомендувати впровадження використання комплексу СТАГД на початкових етапах пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ у межах тектонічних структур, перспективних на поклади вуглеводнів. Рекомендується у межах тектонічних структур проводити деталізаційні роботи, з обов’язковим зменшенням кроку спостережень та повторними спостереженнями й вимірами.

За даними досліджень В.Т. Джонса та Р.Дж. Дрозда склад ґрунтових газів надійно відображає фазовий стан вуглеводневих покладів. На основі чого було використано відношення газових показників (етан/пропан та

Log(C1/(C2+C3))/Log(C2/(C3+C4)))) з метою визначення фазового стану вуглеводнів, над прогнозними та перспективними площами, визначеними за СТАГД. Вперше в методиці робіт та ДДЗ було використано аналіз, оцінки фазового стану ВВ в покладах за співвідношенням атмогеохімічних показників. Запропоновано нові підходи до обробки та інтерпретації інформації одержаної при проведені приповерхневих термо-атмогеохіміних зйомок, що дозволило підвищити рівень наукових обґрунтувань прогнозних оцінок на виявлення нових покладів вуглеводнів. Використання цього співвідношення, в комплексі СТАГД, дозволяє вдосконалити методику проведення досліджень.

Ключові слова: Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ), Срібненський прогин, СТАГД, дешифрування космознімків, приповерхневі атмогеохімічні дослідження, еманаційні дослідження, термометричні дослідження, нафтогазоносність, умови пасткоутворення, прогнозування фазового стану покладів.

ABSTRACT

Glon V. The peculiarities of formation and prediction of oil and gas potential within Sribnyanska depression by structural-thermo-atmogeochemical research. – Qualifying scientific work on the manuscript copyright.

Thesis for Candidate's Degree in Geological Sciences (Ph. D.); Specialty 4.00.17 – «Oil-and-gas geology» (103 – Science of the earth). – Institute of Geological Sciences, National Academy of Sciences of Ukraine, Kyiv, 2019.

The thesis is devoted to the features of formation and prediction of petroleum potential of the Sribnyanska depression with a complex of structural-thermo-atmogeochemical research (STAGR) in order to define the prospects of hydrocarbon deposits in the northwestern part of the Dnieper-Donets rift (DDr).

During dissertation execution, the author had analyzed the results of scientific research along with operational insights related to study of geological settings and estimation of hydrocarbon potential within Sribnyanska depression, which allowed us to estimate the volume of performed works and determine the research object based on the scientific approach. The following results allowed us to make the prediction of the oil and gas potential using STAGR.

The study of the geological structure and oil and gas potential of the Sribnyanska depression was focused on the anticlinal traps that surround it. In latest years, geophysical and geological exploration works has focused on the slopes of the depression, which has led to the discovery of new deposits in non-anticline traps. Major amount of drilled wells locate on the pre-edge or edge of the depression, where seismic surveys were concentrated. The rocks of the crystalline basement are not exposed by drilling. The structures (objects) investigated by STAGR are not drilled enough. Such a state of exploration of the Sribnyanska depression in the territory where the STAGR was conducted, and which, at best, corresponds to the average scale (1:200000), is definite problem in interpreting large-scale near-surface surveys. This requires a rethinking of the conditions for the accumulation of sediment hydrocarbons of the depression, the ways of their migration, the influence of

deep-seated basement faults (prereef), which contributed to the formation of trap structures for the accumulation of hydrocarbons.

Sribnyanska depression was allocated for the first time on the results of complex geophysical research in 1964. In the gravity field, the depression lies within the intensive Lohvitskay positive gravitational anomaly. Align with the central part of the anomaly, the nature of which is not defined. It is entirely possible that stem from the fact that the structure and composition of various basement complex. According to A.V. Chekunov in the southeastern part of the Sribnyanska depression, according to the results of seismic research, recorded the Sribnensky crust-mantle high, which over the surface of the Moho has amplitude of more than 5 km. Golenske paleo-elevation coincides with the apical high. In the magnetic field, the depression is not reflected.

According to A.B. Kholodnykh modern appearance depression acquired after a structural adjustment in the carboniferous period and burial up to carbonic deposits overlying strata. However, structural plans for carboniferous and higher overlying deposits are significantly different. The inconsistency in the ratio of structural plans is due to the tectonic movements of the basement blocks. Within the depression mention a significant increase thickness of deposits of the lower Permian and Carboniferous, indicating the intensity of its immersion in these periods of development.

The main feature of the oil-and-gas content of the Sribnyanska depression is that most of the deposits are straight on the slopes and framing of the same depression. Anticline structures on the framing of the depression have already been practically explored. From V.K. Havrysh and M.I. Yevdoshchuk perspective, the 21 oil and gas fields are associated with pre-rift faults that pass within the study area. In the view of O.YU. Lukin and T.M. Pryharina, the main oil and gas prospecting objects are connected with lithologic and combined non-anticline type traps located on the slopes of the Sribnyanska depression. According to the author’s research, promising areas and zones of probable hydrocarbon traps are identified. Founded oil and gas prospecting objects of the Fund structures are confined to the slopes of the depression, which are associated with non-anticline traps and are the objects of our research STAGR.

The peculiarity of the formation of the oil-and-gas content of depression is the development various types of traps, which were formed in the conditions of continental margins, sand accumulative bodies (terrace deposits, delta deposits and beaches), biogenic structures (reefs, cans, bioherms, biostromes and atolls), which are elaborate by lithologic-tectonically screened. According to N.S. Oknova genetic classification, include the various types of non-anticline traps that are limited to syncline depression. Structures play a critical role in fashioning oil-and-gas content. Faults and cavity provide fluid migration pathways. Such a variety of traps complicates geological exploration in depression and valuation their oil-and-gas content.

Structures play a decisive role in the presence and form of surface geophysical and geochemical anomalies associated with hydrocarbon deposits. Faults and cavity provide pathways of migration of compounds: gases, hydrocarbons (oil, gas), water and salines. Their concentration forms various types and forms of anomalies, which are under the control of local geological conditions.

To evaluate the hydrocarbon potential of perspective structures, a complex express method of structural-thermo-atmogeochemical research (STAGR) was apply. The method of application was used in the scientific and methodological substantiation criteria of the petroleum prospects of Sribnyanska depression. When performing a complex of near-surface studies, five separate blocks are distinguished: geological-structural, thermometric, gas-geochemical, laboratory-analytical and block processing and mapping of the results. These blocks are executed in four consecutive stages: preparatory, field, laboratory-analytical, processing and interpretation of data of near-surface research. STAGR is a technology that combines various methods (geological, structural, thermometric, emanation, gas geochemical research, decoding of remote research materials), each of which carries its share of information on the geological structure of the environment and allows for more meaningful and reliable study of the object. As a technology, this method is used to solve a specific objective – to assess the oil-and-gas prospects.

In order to increase the chances of success estimation of the prospects of the areas in the complex analysis of available information on the oil-and-gas content of the research

area, the following criteria (indicators): structural-tectonic, temperature, emanation, gas and hydrocarbon are applied.

The experience of tectonic zones definition by complex of near-surface methods STAGR allows revealing, charting, and tracing tectonic displacements, dissipation zones and fractures of rocks that are not mapped by traditional geological and geophysical methods. The study of these is of practical importance when using different types of exploration works on oil and gas.

A large number of factors influences the distribution of indicators of STAGR. Some of them are not displayed by other methods. The emanation research allow to map the geodynamic active zones that are recorded on the extended tectonic faults determined by the seismic survey, and the distribution of methane and its homologs to record the filtration zones (discharge of gases). In addition, the distribution of indicators of STAGR along tectonic faults, allows to assess their current geodynamic activity and fluid permeability. Depending on the research step, the size of the structures is determined.

For the first time on the territory of the Sribnyanska depression and its framed complex of near-surface, express structural-thermo-atmogeochemical research, which allowed establishing the features of the distribution of temperature and gas fields within the object of research were performed. The choice of the areas of the STAGR is based on available materials and data on the structure and oil-and-gas content of the Sribnyanska depression, in our opinion, there were structures: Kvitneva, Dovhalivska – Pd. Trostyanetska, Pn. Ozeryanska, Samoylivska and Pn. Hnidyntsivska. These objects are located within the limits of the slopes of the same depression, on which 107 observation points (OP) for areal study with an area of 78.2 km^2 and 70 OP profile surveys 138 km long.

The spatial and genetic connection of abnormal values of thermometric and gas parameters with known oil and gas deposits and perspective structures of the Sribnyanska depression were first time established.

For the first time according to developed criteria (indicators) in the area studies STAGR, five schemes of placement of perspective sites in the search for explosives were created. Further structural-thermo-atmogeochemical researches with further parametrical drilling were recommended.

Regardless of regional (profile) or local (areal) studies, individual observation points, in which identified helium and hydrogen were detected over deep tectonic dislocation or on their continued.

Based on a result of satellite image interpretation, maps of lineaments and ring structures were built. 4 graphs and 75 distribution maps of temperature, emanation and hydrocarbon indicators were created. The recommendations for involve the STAGR techniques for selection promising hydrocarbon gases areas on the basis research results are given.

In the course of the conducted research, the method of STAGR has been improved. Features of the formation and forecasting of perspective areas for further hydrocarbon production have been determined.

Complex STAGR is implemented in studying of oil and gas prospects of the Sribnyanska depression made it possible to determine the mapping features of the regional tectonic zones of deep-seated basement faults (prereef). This allows us to recommend the introduction of the STAGR complex at the initial stages into prospecting and exploration research on oil and gas within tectonic structures promising for hydrocarbon deposits. It is recommended within the tectonic structures to carry out detailed work, with the obligatory reduction of the step of observations and repeated observation and measurements.

According to Jones V.T. and Drozd R.J. research, composition of the ground gas reliably reflects the phase constitution of hydrocarbon deposits. Based on this, the ratio of gas parameters (The ratio of ethane to propane, the log of the ratio of ethane to propane plus butane against the log of the ratio of methane to ethane plus propane) was used to determine the phase state of hydrocarbons over the predicted and promising areas defined by STAGR. For the first time in the methodology of work and DDr, the analysis, estimation of the phase state of the explosives in the deposits on the ratio of atmospheric indexes was used. New approaches to the processing and interpretation of information obtained during near-surface thermo-atmogeochemical researches were proposed, which allowed raising the level of scientific substantiation of predictive estimations for the detection of new hydrocarbon deposits. Proper integration of surface geochemical data with subsurface data leads to better

prospect evaluation and risk assessment. Using this relationship, in the complex STAGR, allows improving the methodology of conducting research.

Keywords: Dniper-Donets rift (DDr), Sribnyanska depression, STAGR, satellite image interpretation, near-surface atmogeochemical surveys, emanation survey, temperature surveys, petroleum potential, atmogeochemicals figures, trap formation, deposit phase-state forecasting.

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

монографія:

1. Нафтогазоносність імпактних структур України / [І.Д.Багрій, П.Ф. Гожик, Г.І. Рудько,…, Глонь В.А. та ін.]. – Київ – Чернівці: Букрек, 2018. – 504 с. (Особистий внесок: дослідження імпактних структур за технологією СТАГГД).

статті в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

2. Багрій І.Д. Структурно-термоатмогідролого-геохімічні дослідження території Бобриківської западини / Багрій І.Д., Гордєєва Ю.К., Глонь В.А., Куліш А.П., Стародубець К.М. // Геоінформатика, № 2 (62). – 2017. –С. 5-13 (Особистий внесок: побудова результуючих карт).

3. Глонь В.А. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії / Глонь В.А., Гордеєва Ю.К., Стародубець К.М., Семенюк В.Г. // Геологічний журнал, №2 (363). – 2017. –С. 14-22 (Особистий внесок : статистичний і кореляційний аналіз, побудова карт розподілів показників).

4. Глонь В.А. Прогнозування покладів вуглеводнів у районі Срібнянської депресії за структурно-термо-атмогеохімічними дослідженнями. Геологічний журнал, №3 (364). – 2018. –С. 111-120.

5. Глонь В.А. Геолого-структурні, геохімічні особливості формування покладів вуглеводнів в Срібнянській депресії. Геологія і геохімія горючих копалин, №1-2 (174-175). – 2018. –С. 40-52.

6. І. Багрій Використання приповерхневих геохімічних методів для уточнення будови родовищ нафти і газу / І. Багрій, О. Карпенко, А. Куліш, Глонь В.А. // Вісник – Геологія. Київ, 2017. № 1 (76). С. – 14-18 (Особистий внесок : інтерпретація і опис результатів польових досліджень).

праці, що додатково відображають зміст дисертації:

7. Геолого-структурні-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів: навч. посіб. / [І.Д.Багрій, О.М. Карпенко, Семенюк В.Г,…, Глонь В.А. та ін.]. – К.: ІГН НАН України, 2016. – 309 с. (Особистий

внесок: методи геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень на суходолі, методи полігонних досліджень).

тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

8. V.R. Dubosarskiy Prediction of promising areas for coal bed methane production by the structural-thermal-atmogeochemical research methodology (STAGR) / V.R. Dubosarskiy V.G. Semenyuk, O.O. Yantsevych, V.A. Glon // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 10 – 13 may 2016, Kyiv – Режим доступу до журн. :

http://geoinformatics.org.ua/content/Programme_Geoinformatics_2016.pdf

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

10. I.D. Bagriy The structural thermo-atmo-hydro-geochemical research of the Sribnyanska depression / I.D. Bagriy, V.A. Glon, A.P. Kulish, K.M. Starodubets, Yu.K. Gordieieva // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 15 – 17 may 2017, Kyiv – Режим доступу до журн. :

http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics-2017/technical-programme-2/

11. Багрій І.Д. Особливості впровадження структурно-термо-атмогеохімічних досліджень на нафтогазових об’єктах Срібнянського прогину / Багрій І.Д., Глонь В.А., Малишев О.М., Подоба В.О. // Геологія горючих копалин: Досягнення та перспективи: зб. наук. праць за матеріалами другої міжнар. наук. конф., 6-8 вер. 2017 р., Київ. – К.: ІГН НАН України, 2017. – С. 189 – 193.

12. Глонь В.А. Прогнозування нових покладів вуглеводнів в районі Срібнянської депресії за СТАГД // Новітні проблеми геології: матеріали наук.-практ. конф., 26-27 квіт. Харків, 2018 р. С. 71-73.

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

http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics2018/programa-konferents-4/

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

15. Багрій І.Д. Фундаментальне та прикладне значення критеріїв прогнозування нафтогазоносності за комплексною геолого-структурно-термо-атмогеохімічною технологією / Багрій І.Д., Маслун Н.В., Науменко У.З., Войцицький З.Я., Науменко М.О., Аксьом С.Д., Глонь В.А. // Проблеми геології фанерозою України : зб. наук. праць за матеріалами IX всеукр. наук. конф., 10–12 лист. 2018 р., Львів : 2018. – С. 64 – 68.

ЗМІСТ

ВСТУП 20

РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ПОПЕРЕДНІХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ОЦІНКИ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ 25

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1 31

РОЗДІЛ 2 АДМІНІСТРАТИВНЕ ТА ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНЕ ПОЛОЖЕННЯ, ГЕОЛОГІЧА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ 32

2.1 Адміністративне та фізико-географічне положення 32

2.2 Положення Срібненського прогину по відношенню до Дніпровсько-Донецької западини 34

2.3 Відображення Срібненського прогину на матеріалах космічних зйомок .. 34

2.4 Положення Срібненського прогину в геофізичних полях 37

2.5 Геологічна будова та структурно-тектонічні особливості Срібненського прогину 39

2.5.1 Короткий опис літолого-фаціальних та стратиграфічних характеристик розрізу 40

2.5.2 Основні структурно-тектонічні особливості Срібненського прогину .. 50

2.6 Нафтогазоносність Срібненського прогину 55

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2 70

РОЗДІЛ 3 ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПРИКЛАДІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ 71

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3 75

РОЗДІЛ 4 МЕТОДИКА ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА КОМПЛЕКСОМ СТАГД 76

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4 94

РОЗДІЛ 5 ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК ЗА КОМПЛЕКСОМ СТАГД 95

5.1 Обґрунтування вибору ділянок проведення СТАГД 95

5.2 Регіональні дослідження 96

5.3 Локальні дослідження 118

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5 159

РОЗДІЛ 6 ПРОГНОЗУВАННЯ ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПОКЛАДІВ ЗА СПІВВІДНОШЕННЯМИ ПОКАЗНИКІВ СТАГД..... 161

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6..... 167

ВИСНОВКИ..... 168

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ 170

ДОДАТКИ..... 177

Додаток 1 Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації..... 178

Додаток 2 Схема розподілів показників СТАГД ділянка «Квітнева» 182

Додаток 3 Схема розподілів показників СТАГД ділянка «Північно Озерянська» 192

Додаток 4 Схема розподілів показників СТАГД ділянка «Самойлівська» 202

Додаток 5 Схема розподілів показників СТАГД ділянка «Північно Гнідинцівська» 212

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

ВВ	вуглеводні
ЛЗ	лінеаментні зони
КС	кільцева структура
МКЗ	матеріали космічних зйомок
ПС	пункти спостережень
МФГ	мікрофауністичний горизонт
ДДЗ	Дніпровсько-Донецька западина
ДДР	Дніпровсько-Донецький рифтоген
УЩ	Український щит
СП	Срібненський прогин
СТАГД	структурно-термо-атмогеохімічні дослідження
C_1-C_6	скорочений запис вуглеводневих газів, де С – атом вуглецю, 1-6 – кількість атомів вуглецю в молекулі
ПГ	продуктивний горизонт
КМЗХ	кореляційний метод заломлених хвиль
РП МСГТ	регіональний профіль метод спільної глибинної точки

ВСТУП

Актуальність роботи. Нарощування потужностей енергетичного потенціалу України є однією з найважливіших проблем сучасності. Розв'язання цієї проблеми має забезпечити енергетичну незалежність та національну безпеку держави. Вирішення проблеми полягає у збільшені видобутку нафти і газу на відомих родовищах і нових перспективних структурах, відкриття яких неможливо без впровадження у практику геологорозвідувальних робіт сучасних експресних економічних приповерхневих технологій пошукових досліджень. Науково-методичною основою таких технологій є обґрунтування нафтогазової перспективності геологічних структур за допомогою комплексування сучасних методів і методик досліджень, впровадженням сучасного апаратного і лабораторного діагностичного обладнання, математико-статистичної обробки масивів даних геологічних, тектонічних та геохімічних досліджень.

Таким чином, актуальність теми дисертації визначається двома позиціями:

1) необхідністю нарощування об'ємів нафтогазової мінеральної сировини і, відповідно, забезпечення енергетичної незалежності країни;

2) впровадженням у практику геологорозвідувальних робіт на нафту і газ нетрадиційних приповерхневих, експресних, маловитратних методів і методик досліджень, які мають забезпечити в найкоротші строки відкриття нових родовищ вуглеводнів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана в Інституті геологічних наук НАН України. До неї увійшли результати досліджень, виконаних автором згідно планових бюджетних тем: «Визначення закономірностей температурних аномалій геологічного середовища з метою вдосконалення комплексу приповерхневих експресних методів досліджень для вирішення пошукових та геоекологічних задач» (№ реєстрації 0109U000010, 2009-2013 рр.); «Оцінка перспективності імпактних структур України на поклади вуглеводнів та рекомендації щодо пошукових робіт» (№ 0114U001523, 2014-2018

рр.); «Удосконалення та впровадження комплексної технології структурно-термо-атогеохімічних досліджень з метою виділення нафтогазоперспективних площ в басейні р. Сули» (№ 0118U005157, 2018 рр.).

Мета і завдання дослідження. Основною метою дослідження є удосконалення структурно-термо-атмогеохімічної методики прогнозування нафтогазоносності на прикладі Срібненського прогину.

Завдання досліджень:

1. Обґрунтування теоретичних та методологічних засад структурно-термо-атмогеохімічної технології (СТАГД) на нафтогазоносних площах та ділянках.
2. Проведення комплексних досліджень методами СТАГД (польових робіт, лабораторно-аналітичних досліджень, обробка інформації) у межах Срібненського прогину та його обрамлення.
3. Системний аналіз структурно-термо-атмогеохімічних досліджень на нафтогазових об’єктах Срібненського прогину та його обрамлення.
4. Науково-методичне обґрунтування критеріїв перспективності нафтогазоносності Срібненського прогину за результатами СТАГД.
5. Виділення за комплексом критеріїв ділянок, перспективних на виявлення покладів вуглеводнів і проведення пошуково-розвідувальних робіт.
6. Удосконалення методологічних прийомів комплексних СТАГД при пошуках нафтогазоносних структур в умовах Дніпровсько-Донецької западини.

Об’єкт дослідження: особливості формування покладів вуглеводнів в умовах Срібненського прогину.

Предмет дослідження: нафтогазоносні структури в межах Срібненського прогину та його обрамлення.

Методи досліджень. В роботі використані наступні методи досліджень СТАГД: геолого-структурні дослідження, дешифрування матеріалів дистанційних космогеологічних зйомок, польові термометричні і газогеохімічні спостереження, лабораторно-аналітичні роботи: обробка, інтерпретація та картографування отриманих результатів за допомогою сучасних комп'ютерних технологій.

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

1. Вперше на території Срібненського прогину та його обрамлення виконаний комплекс приповерхневих, експресних структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД), що дозволило встановити особливості розподілу термо- і атмогеохімічних полів у межах об'єкту досліджень.
2. Вперше встановлений просторовий і генетичний зв'язок аномальних значень термометричних і атмогеохімічних показників з відомими родовищами нафти і газу та нафтогазоперспективними структурами Срібненського прогину.
3. Комплекс СТАГД підтвердив наявність глибинних розломів в кристалічному фундаменті Срібненського прогину, що свідчить про його картувальну ефективність.
4. Вперше за розробленими критеріями (індикаторами) науково обґрунтоване виділення в межах Срібненського прогину, об'єктів перспективних на виявлення покладів вуглеводнів та ділянок, що рекомендуються для проведення подальших деталізаційних геологорозвідувальних робіт.
5. Запропоновано нові підходи до обробки та інтерпретації інформації, одержаної при проведенні приповерхневих термо-атмогеохімічних зйомок в умовах мінігрaбенів ДДЗ, що дозволило підвищити рівень наукових обґрунтувань прогнозних оцінок на виявлення нових покладів вуглеводнів.

Практичне значення одержаних результатів. Одержані результати можуть бути впроваджені при плануванні та проведені пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в межах Срібненського прогину та його обрамлення, а також при дослідженнях нафтогазоносності мініграбенів в інших районах і регіонах ДДЗ. Набутий при досліджені досвід та одержані результати, дозволяють внести відповідні доповнення і уточнення в теоретичні та методичні положення СТАГД з подальшими рекомендаціями використання при поверхневих термо-атмогеохімічних зйомок як при пошуках нафтогазоносних об'єктів, так і інших корисних копалин.

Особистий внесок здобувача. Дисертантом проаналізовано та узагальнено дані фондових матеріалів які включають: матеріали геологорозвідувальних робіт, сейсморозвіки, гравірозвідки, даних буріння та випробування свердловин, геолого-структурні карти території дослідження та літературні джерела. Дисертант безпосередньо приймав участь у проведені польових досліджень та аналізі отриманих даних за методикою СТАГД в межах Срібненського прогину та інших об'єктів ДДЗ. Загалом при проведені польових досліджень було виконано 177 пунктів спостережень при площинних та профільних дослідженнях, площею 78,2 км^2 та 138 км відповідно. Побудовано 75 карт розподілів показників, 5 схем розміщення перспективних ділянок та 4 профілі.

Фактичний матеріал. В основу роботи покладено фактичний матеріал багаторічних експедиційних досліджень, виконаних за методикою СТАГД в межах Срібненського прогину та басейну річки Сули.

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертації доповідались на XV міжнародній конференції «Геоінформатика: теоретичні та прикладні аспекти» – м. Київ, 2017, 2018; Міжнародній науковій конференції «Геологія горючих корисних копалин. Досягнення та перспективи» – м. Київ, 2017; Науково-практичній конференції «Новітні проблеми геології» – м. Харків, 2018; Міжнародній науково-практичній конференції «Надрокористування в Україні.

Перспективи інвестування» – м. Трускавець, 2018; Всеукраїнській науковій конференції «Проблеми геології фанерозою України» – м. Львів.

Публікації. За темою дисертаційної роботи автором опубліковано 15 робіт, з яких: одна колективна монографія, один навчальний посібник у співавторстві, 5 у фахових виданнях України, 4 з яких входять до переліку наукометричних баз, та 8 статей апробаційного характеру на міжнародних наукових конференціях.

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

Загальний обсяг дисертації – 221 сторінок. Обсяг основної частини становить 150 сторінок, на яких міститься 75 малюнків та 1 таблиця. Список використаних джерел складається з 61 найменувань. Дисертація має 1 текстовий та 4 графічних додатки.

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

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

РОЗДІЛ 1
АНАЛІЗ РЕЗУЛЬТАТІВ ПОПЕРЕДНІХ ДОСЛІДЖЕНЬ З ОЦІНКИ НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНОСТІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ

В розділі викладені основні результати науково-дослідних та виробничих робіт з вивчення геологічної будови Срібненського прогину Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) та оцінки нафтогазоносності цього регіону. Аналіз результатів досліджень і робіт був спрямований, перш за все, на виявлення таких особливостей в будові Глинсько-Солохівського нафтогазового району, розподілі та характеристиках відомих родовищ вуглеводнів (ВВ), які б дозволили використати науково-обґрунтований вибір об’єктів дослідження та прогноз нафтогазоносності Срібненського прогину за результати проведених СТАГД.

Геологічна будова і нафтогазоносність Срібненського прогину цілеспрямовано вивчалась різними науковими та виробничими закладами, установами, інститутами на протязі тривалого часу, починаючи з 80-х років минулого століття: сейсмічними роботами МСГТ (Л.П. Кучерук, В.Н. Смолій та ін.); тематичними дослідженнями науковими співробітників ІГН НАН України (В.К. Гавриш, Л.Л. Рябчун, А.І. Недошовенко, С.О. Мачуліна та ін.); Чернігівського та Львівського відділення УкрДГРІ (В.П. Кабишев, О.Ю. Лукін, І.І. Дем’яненко, А.Б. Холодних, Т.М. Пригаріна, Я.Г. Лазарук та ін.); працівниками ТПГД ДГП «Чернігівнафтогазгеологія» (Г.І. Вакарчук, К.К. Філюшкін та ін.)

В «Атласі геологічної будови та нафтогазоносності Дніпровсько-Донецької западини» підготовленого науковими співробітниками Чернігівського відділення УкрНДГРІ (Ю.А. Арсірій, В.А. Витоненко, Л.М. Палій, А.К. Ципко) – 1984 р. [1] Срібненська депресія класифікується як структура ІІ порядку з глибиною залягання кристалічного фундаменту 8000-9000 м. (на карті поверхні кристалічного фундаменту м-бу 1:1000000). В пояснювальній записці до картографічних матеріалів атласу є короткі відомості про геологічну будову та особливості структурно-геологічних покладів вуглеводнів двох родовищ, визначених в той час, у межах Срібненського прогину: Гнідинцівське, Леляківське.

В 1989 р. тематичними роботами ЦТЕ ГоловКГУ «Укргеологія» вперше будова та перспективи нафтогазоносності Срібненського прогину були охарактеризовані в результаті комплексного аналізу та інтерпретації матеріалів дистанційних (радіолокаційних, аерокосмічних) зйомок і даних геолого-геофізичних, пошуково-розвідувальних на нафту і газ робіт (Л.Н. Шандренко та ін.) [56]. Завдяки цим роботам, обґрунтована практична можливість використання матеріалів дистанційних зйомок для уточнення регіональних особливостей перспективного нафтогазового регіону, виділення локальних структур в осадовому чохлі, які рекомендовані для проведення сейсморозвідувальних робіт і буріння свердловин. Графічні додатки до звіту (структурні карти) використовуються при поточних дослідженнях Срібненського прогину при прогнозуванні нових нафтогазоперспективних зон.

В 1990 р. В.К. Гавриш, Л.Г. Рябчун, Г.І. Вакарчук публікують ґрунтовну роботу, в якій на основі фаціально-геотектонічного і седиментаційного аналізів наданий прогноз у відкладах палеозою Срібненської депресії розвитку літолого-стратиграфічних і комбінованих пасток вуглеводнів. В роботі висвітлюються питання тектоніки, умов осадконакопичення, обґрунтовуються найбільш перспективні зони для пошуку пасток неантиклінального типу.

В результаті тематичних робіт, виконаних ЧВ УкрНДГРІ (І.І. Дем’яненко та ін., 1992 р.) був виконаний аналіз матеріалів пошуку, розвідки, експлуатації нафтогазових родовищ в Срібненському прогині (14 родовищ), коротко охарактеризовано геолого-структурні, тектонічні особливості регіону, систематизовано дані про продуктивні комплекси, прояви нафтогазових горизонтів, покладів вуглеводнів; обґрунтовані геологічні моделі трьох родовищ вуглеводнів: Савинківського, Луценківського, Рудівського; визначені подальші напрямки геологорозвідувальних робіт [49].

В 1994 р. О.Ю. Лукін, П.М. Чепіль, П.Ф. Шпак та ін. вперше висунули ідею існування крупного Срібненського нижньовізейського мегаатолу, в межах якого розвинені різноманітні органогенні споруди, в деяких із них відкриті нафто газоконденсатні родовища [37]. Карбонатні породи широко розвинені також на облямуванні Срібненської депресії, де відкриті нафтогазоконденсатні родовища.

Необхідна інформація, щодо особливостей будови, розподілу та складу шарів (горизонтів), продуктивних на вуглеводні родовищ Срібненського прогину міститься в «Атласі родовищ нафти і газу України» (підготовлений колективом авторів УНГА, гол. Редактор М.М. Іванюта, рік видання – 1998) [3]. У в якому наведено вміст метану та його гомологів, для газових, газоконденсатних та газонафтових родовищ видобутої продукції (вуглеводні), а також азоту, гелію, сірководню та вуглекислого газу. Це стосується таких родовищ: Тростянецьке НР, Шумське ГКР, Савинківське ГКР, Волошківське ГКР, Щурівське НР, Озерянське ГКР, Гнідинцівське НГКР.

В 2001 р. опублікована монографічна робота «Палеоструктурно-геологічна карта докам'яновугільних відкладів та нафтогазоносності Дніпровсько-Донецького регіону» (автори – В.К. Гавриш, М.І. Євдощук, С.О. Мачуліна та ін.) [44]. В роботі достатньо детально висвітлені основні особливості будови та нафтогазоносності Срібненського прогину: структурно-тектонічне положення та районування; просторовий розподіл відкритих родовищ ВВ та їх генетичний зв'язок зі структурами прогину, зокрема з глибинними тектонічними розломами (за класифікацією авторів – дорифтогенних в кристалічному фундаменті). На думку деяких сучасних дослідників, останнє викликає сумніви щодо обґрунтованості такого положення. Можливо тому на структурно-тектонічних картах, виданих на протязі 2000-2010 рр. такі розломи не знаходять свого відображення.

Схематична палеоструктурно-геологічна карта м-бу 1:200000 [44], яка додається до тексту монографії, а також сейсмогеологічні профілі, перш за все Пирятин-Талалаївка, котрий перетинає Срібненський прогин, є основою для планування поверхневих зйомок методами СТАГД та інтерпретації їх результатів.

Достатньо інформативною, щодо будови та нафтогазоносності Срібненського прогину є дисертаційна робота В.П. Стрижака «Геологічна будова центральної частини Дніпровсько-Донецького рифтогену та її нафтогазоносність» (2002 р.) [50]. Автор вважає, що відповідно до результатів раніше проведених сейсмогеологічних робіт (М.Г. Манюта, [30]) є всі підстави виділяти у кристалічному фундаменті систему регіональних тектонічних розломів глибинного закладання, які перетинають Срібненський прогин і з яким просторово і генетично пов'язані родовища вуглеводнів

[50]. Крім того, розломи рифтового періоду простежуються у девонських відкладах, зумовлюючи їх блокову будову.

У монографічній роботі Г.І. Вакарчука (2003 р.) присвяченій геології, літології карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини ДДЗ у зв'язку з нафтогазоносністю [10]. Крім детального обґрунтування складу, будови, умов залягання, рифтогенно-карбонатних комплексів, був опис особливостей рельєфу поверхні та розломно-блокової будови кристалічного фундаменту Срібненського прогину. Відносно дрібні депресії (прогини) змінюються виступами кристалічного фундаменту. Регіональні розломи дорифейського закладення обмежують як «міні депресії», так і виступи фундаменту. Важливим для інтерпретації поверхневих атмогеохімічних досліджень є, по-перше, визначення автором роботи існування регіональних розломів у кристалічному фундаменті, тому, що саме вони визначали геологічну та морфологічну будову Срібненської депресії, відповідно, умови формування покладів вуглеводнів, а по-друге, це те, що автор визначає – такі глибинні розломи проявляються аж до сучасного рівня, контролюючи закладення і простягання річкових долин.

А.Б. Холодний в дисертаційній роботі, присвяченій структурі осадового чохла ДДЗ до глибини 7000 м. (2003 р.) у зв'язку з нафтогазоносністю [55] неодноразово звертає увагу на особливості формування, розвитку структурно-геологічної будови Срібненської депресії та перспектив виявлення на його схилах та обрамленні нових родовищ нафти і газу. Зокрема зазначено, що сучасного вигляду Срібненська депресія набула після структурної перебудови у кам'яновугільний час. Звертає увагу – на геологічних профілях в цій роботі, тектонічні порушення, закладені у кристалічному фундаменті досягають тільки підошви кам'яновугільних відкладів, а далі не простежується.

Питання будови і перспектив нафтогазоносності мініграбенів («грабенів у грабенах»), одним з яких вважається Срібненський прогин, присвячені роботи В.К. Гавриша і колег (2004 р.) [13].

У монографічній роботі Я.Г. Лазарчука (2006 р.) [29] присвяченій теоретичним аспектам та методиці пошуків покладів вуглеводнів у не антиклінальних пастках,

детально обґрунтовані палеореконструкції умов осадко накопичення, характер та особливості формування не антиклінальних пасток в межах, найбільш вивченою бурінням, Срібненського прогину та його обрамлення на прикладі XIIа мікрофауністичного горизонту. Важливим для інтерпретації при поверхневих атмогеохімічних аномалій є, по-перше, визначення автором границі поширення XIIа м.ф.г., яка повністю заходиться в межах об'єкту дослідження Срібненського прогину та його обрамлення, по-друге, поширення відкладів контролюється дорифтовими глибинними розломами виділених за В.К. Гавришем, Є.С. Петровою та інші, 1989 р.

В 2010 р. була завершена робота зі складання «Структурно-тектонічної карти кам'яновугільних відкладів Української частини Дніпровсько-Донецького авлакогену» (під редакцією О.Г. Цьохи) [51]. На карті чітко виділяється регіональна структура – Срібненський прогин. Щодо тектонічних порушень, простежуються окремі субширотні розломи на бортах прогину, або його обрамлення, та фрагменти Осьового розлому в центральній частині прогину. Савинківське родовище, через яке проходить профіль СТАГД, на півдні обмежений Осьовим розломом, а на півночі – розломом незначної протяжності. В субмеридіональному напрямку виділений субмеридіональний розлом (можливо фрагмент, або певна частина Криворізько-Комарицького?). Важливо, що розлом фіксується на поверхні карбонових відкладів, можливо він може мати продовження у вище залягаючій товщі осадових порід.

В монументальній докторській В.В. Гладуна (2012 р.), присвяченої основним критеріям прогнозування нафти і газу східного газонафтоносного регіону України [18] неодноразово вказується на особливості нафтогазонакопичення в депресіях типу Срібненська та інші. При цьому автор відзначає: «у розміщені поодиноких родовищ нафти і газу якоїсь чіткої закономірності не виявляється. Вони зустрічаються в різних геологічних формаціях і структурах. Деякі з них прямо потрапляють на лінії регіональних розломів або залягають близько біля них. Можна говорити про їхній структурний зв'язок». Такі тектонічні зони заслуговують на детальне вивчення як новий нетрадиційний тип формування зон нафтогазонакопичення. Саме такі зони можуть вивчатись з позитивним прогностичними результатами метода поверхневих зйомок, в т.ч. і СТАГД, які будуть фіксувати підвищені концентрації газів –

показників, по-перше проникних глибинних структурних шляхів міграції газів, по-друге – газових флюїдів, показників наявності покладів, або скупчень ВВ.

В 2013 р. І.В. Височанський, виділив особливі зони нафтогазонакопичення (ЗНГН), як базових мегаоб'єктів для прогнозування і визначення особливостей поширення несклепіневих пасток. Автор виділив Навколосрібненську та Срібненську зони нафтогазонагромадження, цікавим є те, що перша ЗНГН повністю знаходиться в рифтогенних спорудах, а друга – літологічно-екранованих умовах формування пасток [11].

Особлива увага була приділена матеріалам, викладеним у звіті УкрДГРІ «Прогноз покладів вуглеводнів у районі Срібненської депресії» (автори О.Ю. Лукін, Т.М. Пригаріна та ін., 2017 р.) [45]. Головна мета роботи: обґрунтувати прогноз нових покладів ВВ на основі комплексу геологічних досліджень, з урахуванням даних сейсморозвідувальних робіт, результатів буріння свердловин, промислової геофізики. Район дослідження обмежувався схилами та осьовою частиною Срібненської депресії. При виконанні роботи була створена база даних по свердловинам, виявлено характерні ознаки вміщуючи поклади ВВ літолого-стратиграфічних комплексів, визначено закономірності формування нафтогазових покладів, виділені три ділянки і 14 структурних об'єктів, рекомендованих для проведення сейсморозвідувальних робіт.

Крім цього, в 2015 та 2017 роках, були проведені структурно-термо-атмо-гідрогеохімічні дослідження (СТАГД), в межах Срібненського прогину результати яких були опубліковані в наукових працях [19-21]. При підготовці та проведені досліджень СТАГД були враховані:

1. Матеріали дешифрування космічних знімків, які до певної міри, узгоджуються з результатами досліджень СТАГД [56];
2. Модель Савинківського родовища була використана для більш ґрунтовної інтерпретації профільних досліджень методом поверхневих зйомок, через який проходить профіль СТАГД [49];
3. Дані про фазовий склад покладів родовищ нафти і газу були використані при інтерпретації результатів СТАГД [3];

4. Положення, що з глибинними тектонічними положеннями, генетично та просторово пов’язані родовища ВВ, було враховане при підготовці та проведені досліджень СТАГД [50];
5. Аналіз геологічного профілю Пирятин-Талалаївка з котрим збігається профіль СТАГД [55];
6. Роль новітніх тектонічних рухів та спричинені ними деформації й дроблення порід, котрі, за сприятливих умов, перетворюються в колектори ВВ [18] враховувались при інтерпретації та прогнозуванні нафтогазоносності за СТАГД;

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 1

Геологічна будова схилів Срібненського прогину вивчена не достатньо і ґрунтується, в основному, на даних сейсморозвідки. Більшість пробурених свердловин знаходяться у прибортових (периферійних) частинах прогину, або у межах його найближчого обрамлення, де були сконцентровані сейсморозвідувальні роботи. Найбільш глибока свердловина – 361-Савинківська, глибиною 6005 м., розкрила лише верхню частину нижньовізейських відкладів. Побудови кристалічного фундаменту не розкриті. Структури (об’єкти), у межах яких проведені СТАГД, бурінням розкрито не достатньо. Такий стан вивченості будови Срібненського прогину на території, де проведені СТАГД і який відповідає, в кращому разі середньомасштабному рівню (м-б 1:200000), є певною проблемою при інтерпретації крупно масштабних приповерхневих зйомок.

РОЗДІЛ 2
АДМІНІСТРАТИВНЕ ТА ФІЗИКО-ГЕОГРАФІЧНЕ ПОЛОЖЕННЯ, ГЕОЛОГІЧА БУДОВА ТА НАФТОГАЗОНОСНІСТЬ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ

2.1 Адміністративне та фізико-географічне положення

Об’єкт дослідження – Срібненський прогин та його обрамлення знаходяться на території трьох областей: Полтавської, Сумської та Чернігівської (Рис. 2.1). Згідно нафто-геологічного районування Дніпровсько-Донецької западини відноситься до західної частини Глинсько-Солохівського нафтогазоносного району. Найбільш значними населеними пунктами у межах району дослідження є: Ромни, Прилуки, Лохвиця, Талалаївка, Червонозаводське, Яхники, Озеряни, Срібне, Сокиринці та ін.

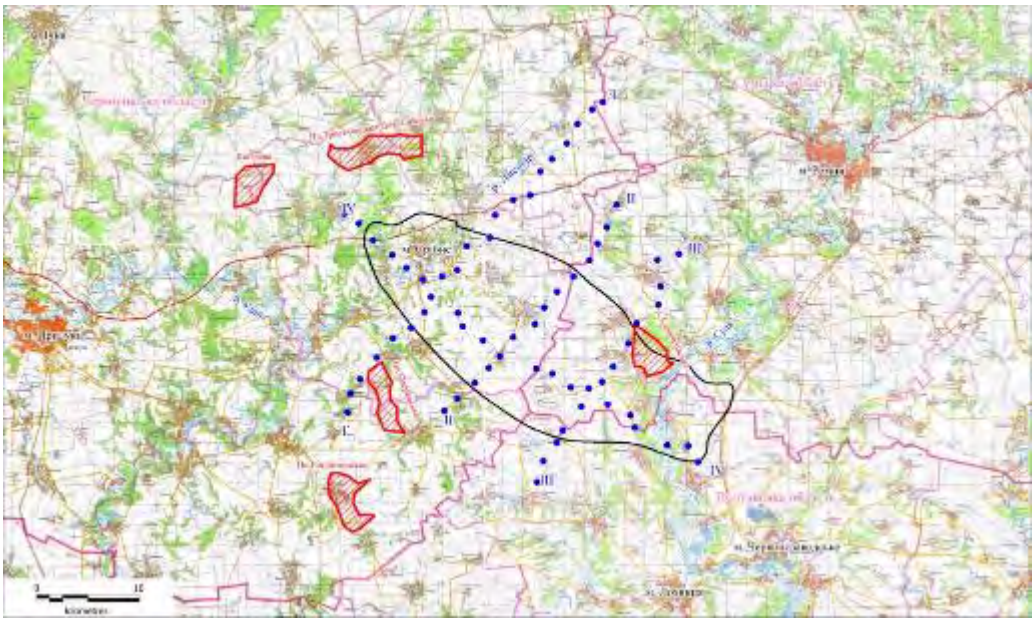


Рис. 2.1. Розташування об’єктів дослідження СТАГД на топографічній основі 1:100000 масштабу

Район досліджень розташований у межах пластово-ярусної денудаційної рівнини – Полтавського плато, що сформувалось на неогенових та палеогенових відкладах. Плато характеризується середніми сумарними амплітудами неотектонічних рухів біля 150 м [56].

На заході і південному заході плато переходить в алювіальну акумулятивну низовину терасову рівнину лівобережжя середнього Дніпра з мінімальними неотектонічними рухами.

Сучасними геоморфологічними елементами району є плато, сучасні заплави річок та їх тераси, а також яруги, балки, блюдцеподібні западини, воднольодовикові прохідні долини. На схилах плато знаходять ділянки розвитку пліоценових терас.

Гідрогеографічна мережа складається з лівих притоків Дніпра – р.р. Сули, Псла, Ворскли та їх притоків: Удая, Сулиці, Ромен, Лисогора, Хорола. Ліві притоки Дніпра мають широкі добре розроблені долини, в яких виділяються до чотирьох надзаплавних терас. Будова долин асиметрична: праві схили круті і високі, розчленовані балками; ліві – похилі, з терасами. Русла основних річок звивисті, спостерігаються коліноподібні вигини, озероподібні розширення, меандри та численні стариці. Простежуються ділянки обгинання структур, котрі характеризуються висхідними неотектонічними рухами.

Відомо, що більша частина виявлених локальних структур осадового чохла знаходять відображення в сучасному рельєфі, котре пов’язане, в свою чергу з розломно-блоковими структурами кристалічного фундаменту. Так, вплив розривної тектоніки відображається в напрямку та особливостях будови долин річок.

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

2.2 Положення Срібненського прогину по відношенню до Дніпровсько-Донецької западини

Срібненський прогин (депресія) є тектонічно від'ємною структурою II порядку північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), в зоні її приосьової частини. Загальна площа структури – 1200 км^2, розміри 30-35 км на 55-60 км (відповідно ізогіпси покрівлі XIIа МФГ – -4500 – -5500 м. [51]); в плані має еліпсоподібну, витягнуту форму і орієнтована з південного-сходу на північний захід, згідно з напрямком простягання ДДЗ (Рис. 2.2). Срібненський прогин знаходиться в оточені низки кільцевих валів, піднять, сідловин.

2.3 Відображення Срібненського прогину на матеріалах космічних зйомок

Згідно «Карта линейных и кольцевых структур Украинской ССР» [28] Срібненський прогин знаходиться в центральній частині Пирятинського осьового рифейського грабену склепінного підняття ДДЗ, який фіксується як різке розширення у межах структури Центрального грабену ДДЗ. Грабен перетинає Пирятинське склепінне підняття I порядку глибинного закладення овальної форми, концентричної складної структурно-тектонічної будови, розміром 230 х 220 км, Срібненський прогин виділяється в центральній частині склепінного підняття, де його перетинають глибинні розломи та зони лінеаментів (Рис. 2.3).

Зокрема, безпосередньо через Срібненський прогин проходить субмеридіональна трансрегіональна лінеаментна зона (ЛЗ), шириною до 40 км, яка простежується у межах України на протязі 740 км, через міста Кривий Ріг, Лохвиця і Конотоп та зіставляється з Криворізько-Кременчуцьким розломом. Срібненський прогин перетинають також крайові лініаменти та транс регіональних ЛЗ північно-західного і північно-східного напрямків, це XVI й III номера відповідно.

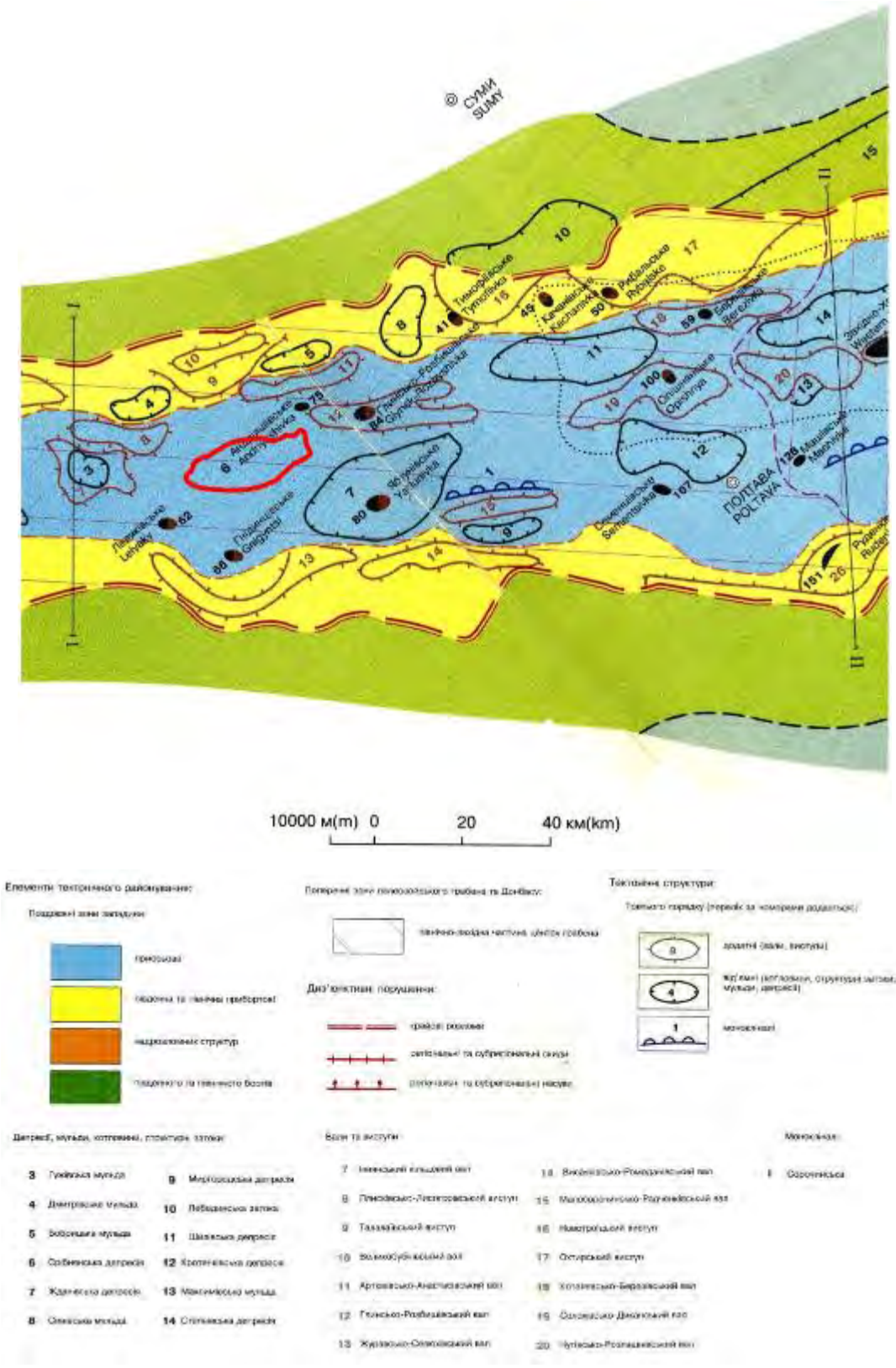
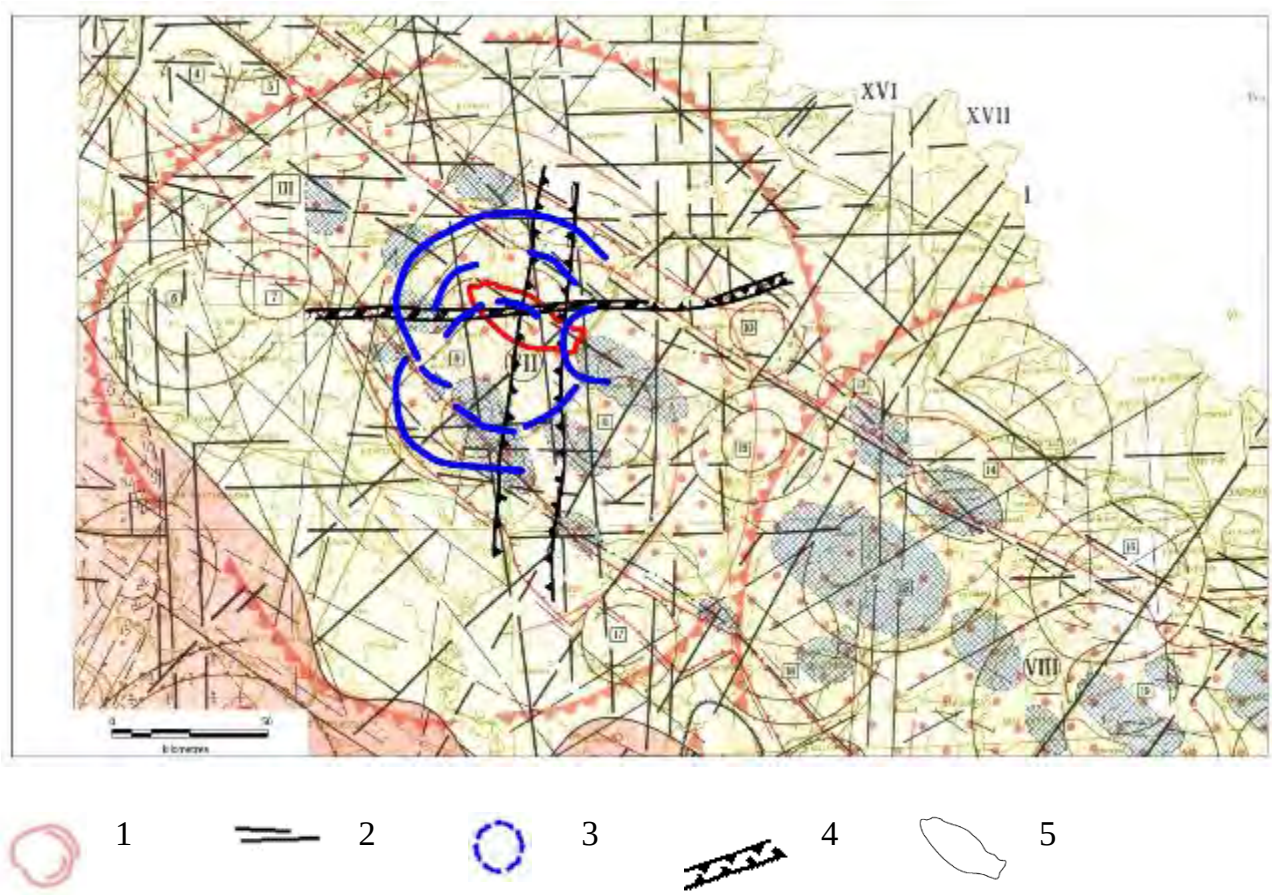


Рис. 2.2. Схема положення Срібненського прогину в структурі північного заходу ДДЗ на фрагменті «Схема тектонічного районування Дніпровсько-Донецької нафтогазоносної області» (Ю.А. Арсірій, О.К. Ципко, 1998 р. [3])



1 – контур Пирятинського склепінного підняття; 2 – транс регіональні лінеаментні зони; 3 – контури кільцевих структур; 4 – глибинні тектонічні розломи; 5 – контур Срібненського прогину.

Рис. 2.3. Схема положення Срібненського прогину на фрагменті «Карта линейных и кольцевых структур Украинской ССР», Николаєнко Б.А. 1989 г. [28]

Срібненський прогин повністю знаходиться у межах регіональної кільцевої структури, яка за картографічними матеріалами [28] має назву Срібненська. Діаметр структури – 70 км. В геоморфологічному відношенні вона розташована на Полтавському плато.

На космічних знімках Landsat ETM достатньо чітко дешифрується Пирятинська структура та фрагмент кільцевих структур меншого масштабу. Контур Срібненського прогину простежується невиразно (Рис. 2.4)

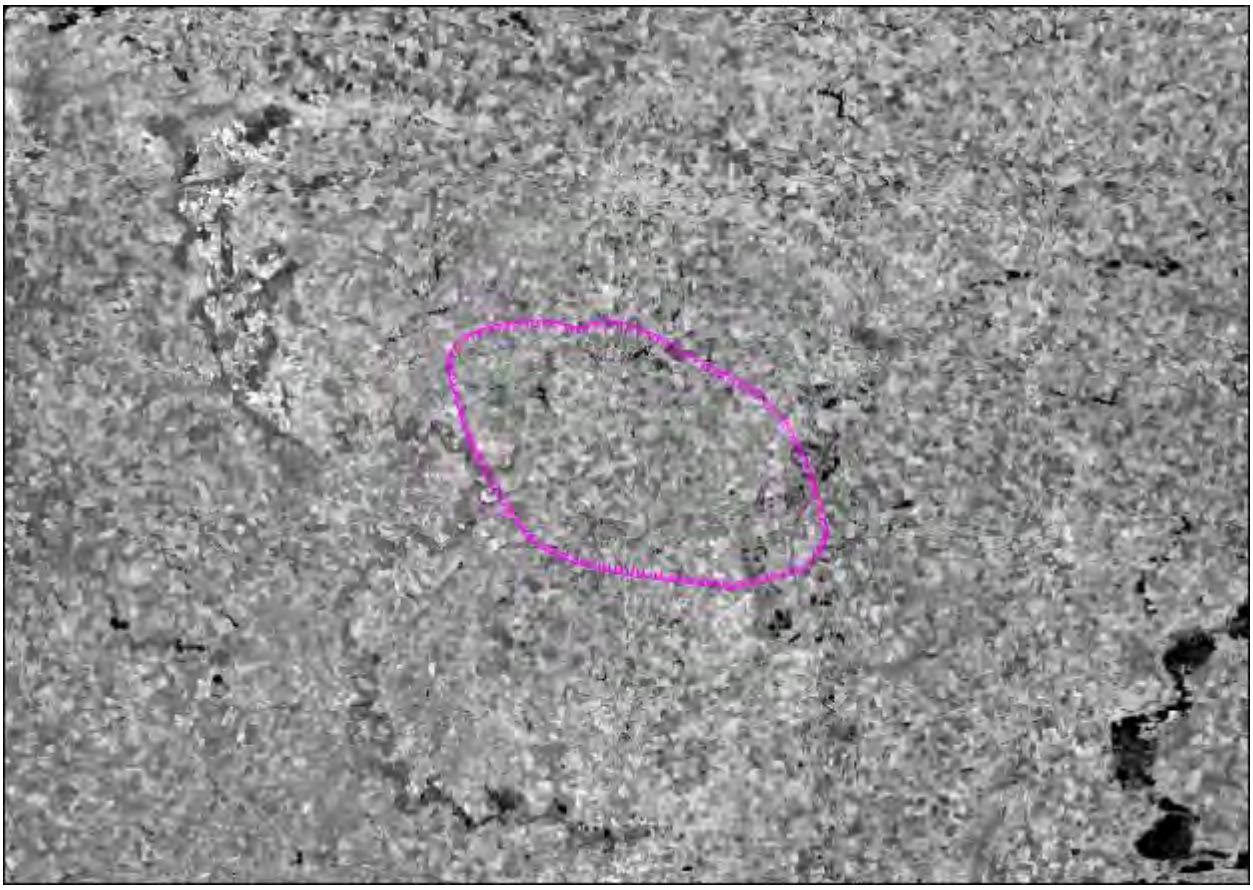
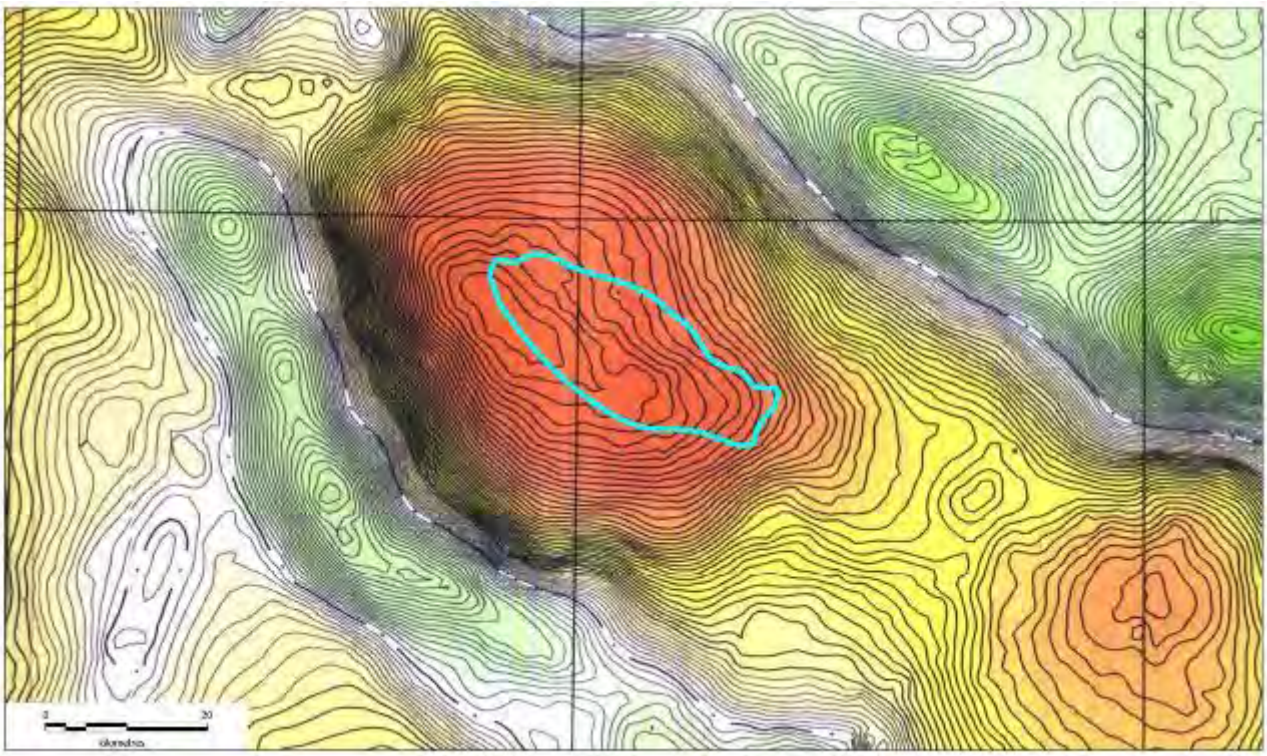


Рис. 2.4. Схема відображення Срібненського прогину на космічному знімку Landsat ETM (О.О. Янцевич, 2015 р.)

2.4 Положення Срібненського прогину в геофізичних полях

Срібненський прогин (депресія) був виділений, як окрема структура ДДЗ на базі комплексних сейсмічних досліджень, виконаних трестом «Укргеофізика», виконаних в 1963-1964 рр..

В гравітаційному полі (схема гравітаційного поля України, В.А. Єнтін, м-б 1:1000000) [52] Срібненський прогин та його обрамлення знаходяться у межах інтенсивної, так званої, Лохвицької позитивної аномалії (Рис. 2.5). Він співпадає з центральною частиною аномалії, природу цієї аномалії у відомих матеріалах не знаходимо. Не виключено, що вона може бути зумовлена структурою та складом порід різних комплексів кристалічного фундаменту.



Ізолінії δga. мГал:

Контур Срібненської депресії (по ізогіпсі покрівлі XIIа, О.Г. Цьоха, 2011)

Рис. 2.5. Схема положення Срібненського прогину в гравітаційному полі України, м-б 1:1000000, (основа – Схема Гравітаційного поля України, В.А. Єнтін, 2002 р.) [52]

За даними А.В. Чекунова, в південно-східній частині Срібненського прогину за результатами МСГТ, фіксувався так званий Срібненський коро-мантійний виступ, який по поверхні Мохо має амплітуду понад 5 км. З апікалью виступу збігається Голенське палеопідняття.

В магнітному полі («карта магнітного поля України», В.А. Єнтін, м-б 1:1000000, 2002р.) [26] Срібненський прогин не знаходить свого відображення (Рис. 2.6)

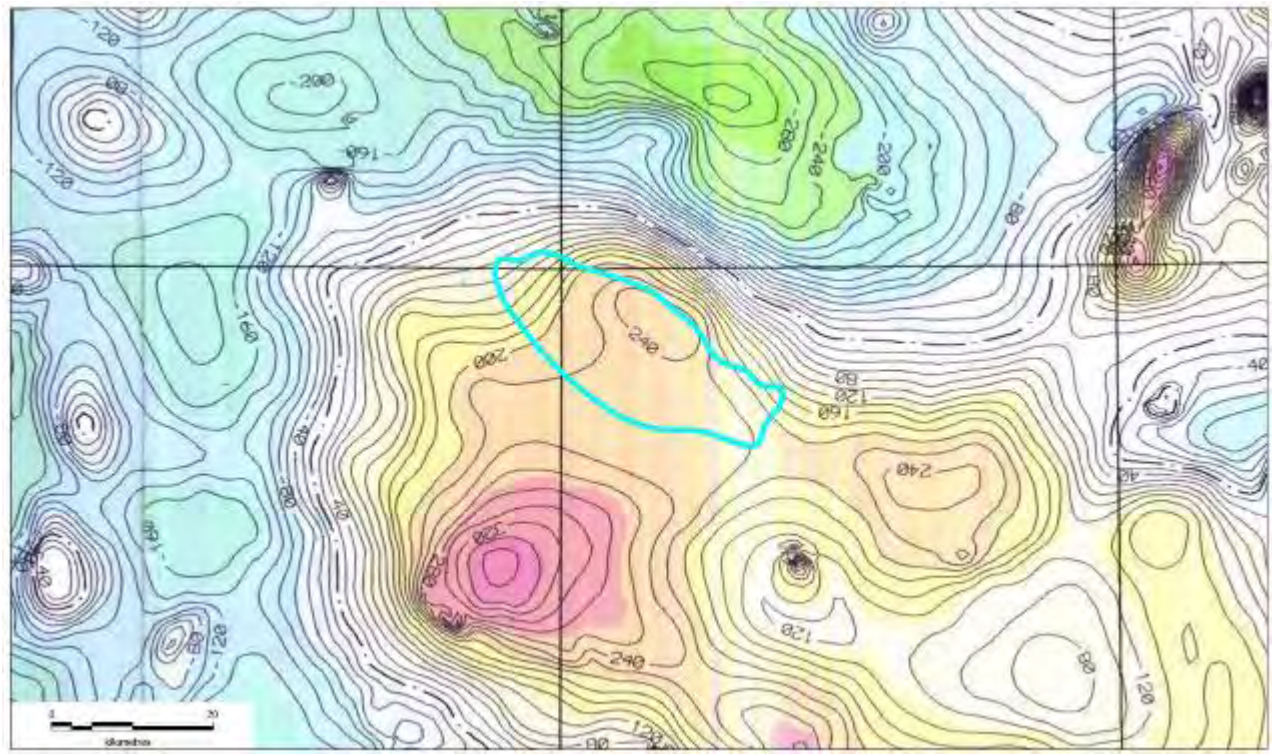


Рис. 2.6. Схема положення Срібненського прогину в магнітному полі України, м-б 1:1000000, (основа – Карта магнітного поля України, В.А. Єнтін, 2002 р.) [26]

2.5 Геологічна будова та структурно-тектонічні особливості Срібненського прогину

Срібненський прогин має еліпсоподібну форму північно-західного простягання та характеризується асиметричною будовою схилів: більш крутим є південний, пологим – північний. Приосьова частина депресії поступово зміщується на північ від древніх до найбільш молодих відкладів. Прогин з усіх боків обмежена кільцевими валами, підняттями, сідловинами та іншими додатними структурами і системою мало та середньо амплітудних тектонічних порушень. Зокрема: на заході обмежується Леляківсько-Радченківським виступом кристалічного фундаменту, а на сході –

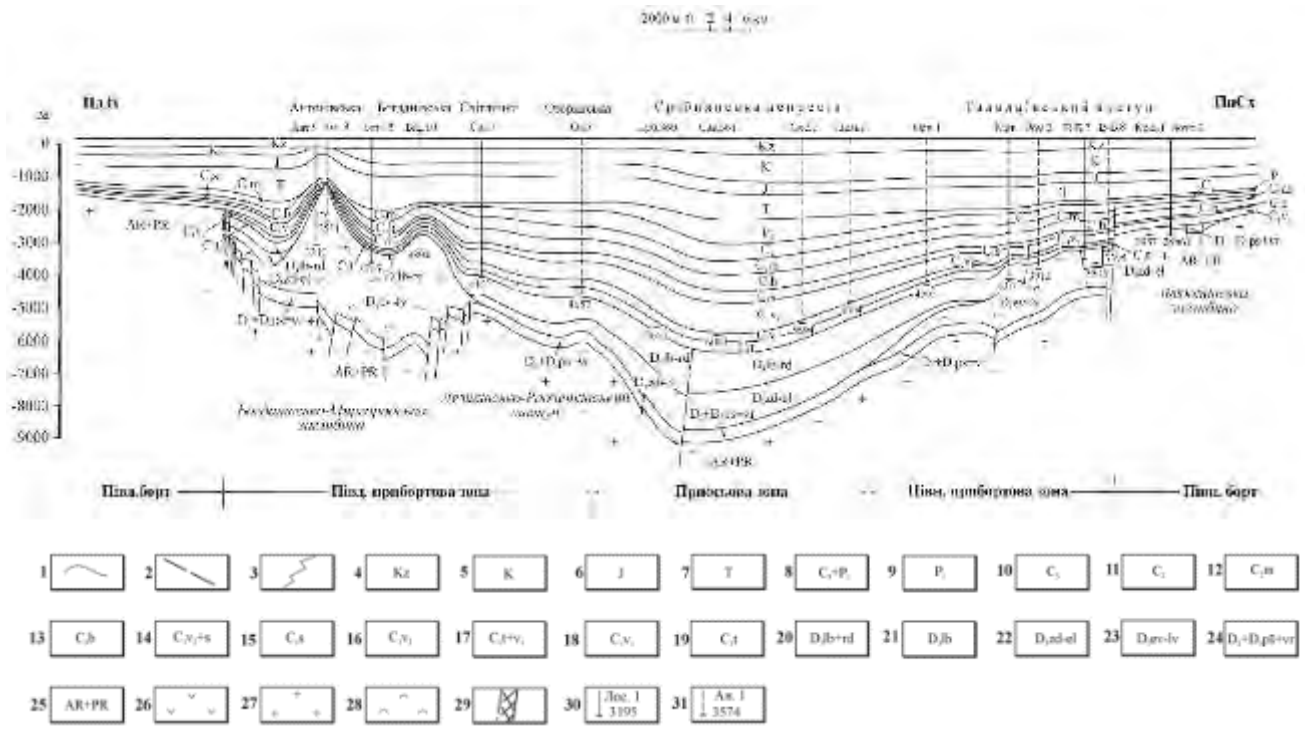
Талаліївським виступом; на південному напрямку прогин облямовує обширна сідловина, котра відділяє Срібненський прогин від Жданівської депресії.

Його розміри залежать від положення відносно стратиграфічних та структурно-тектонічних рівнів. За структурними побудовами по покрівлі горизонту XIIа МФГ карбонових відкладів розмір Срібненського прогину може бути визначений таким: по простяганню 60-65 км, ширина 50 км [50]. З поглибленням залягання складаючи прогин породних комплексів, що його складають, розміри структури зменшуються [55]. Прогин розкрито свердловиною № 361-Сав. з вибоєм – 6005 м., глибина залягання фундаменту, за даними сейсморозвідки близько 9 км.

2.5.1 Короткий опис літолого-фаціальних та стратиграфічних характеристик розрізу

Літолого-фаціальні та стратиграфічні характеристики розрізу будова Срібненського прогину вивчені недостатньо. Це стосується , перш за все, його центральної або осьової частини. Відомості про будову, яку можна знайти в літературних джерелах та виробничих звітах, ґрунтуються головним чином на даних сейсморозвідки МСГТ проведених ще у 80-ті роки минулого століття. Найглибша свердловина №361 Савинківська розкрила лише верхню частину нижньовізейських відкладів карбону. Більш детально вивчені сейсморозвідкою та бурінням свердловин схили та облямування прогину.

В геологічній будові Срібненського прогину приймають участь породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, що залягають на докембрійському кристалічному фундаменті, який складають утворення архею та протерозою (Рис. 2.7)



1 – межі стратиграфічних підрозділів; 2 – диз'юнктивні порушення; 3 – границі розповсюдження туфогенно-вулканічних утворень; стратиграфічні підрозділи: 4 – кайнозой, 5 – крейда; 6 – юра; 7 – тріас; 8 – верхній карбон і нижня перм (об'єднані); 9 – нижня перм; 10 – верхній карбон; 11 – середній карбон (об'єднаний); 12 – московський ярус; 13 – башкирський ярус; 14 – верхнє візе і серпуховський ярус (об'єднаний); 15 – сурпухівський ярус; 16 – верхнє візе; 17 – нижнє візе і турнейський ярус (об'єднані); 18 – нижнє візе; 19 – турнейський ярус; 20 – лебедянський і руденківський горизонти (надсольова товща фаменського ярусу); 21 – лебедянський горизонт (соленосна товща та її аналоги фаменського ярусу); 22 – задонський і єлецький горизонти (міжсольова товща); 23 – євланівський і лівенський горизонти (нижня сольова товща та її аналоги франського ярусу); 24 – середній девон і пашійсько-воронезький горизонти (підсольова товща); 25 – архей і протерозой; 26 – туфогенно-вулканогенні утворення девону; 27 – кристалічні породи докембрійського фундаменту; 28 – девноська сіль; 29 – зони втрати кореляції суйсмічних досліджень; бурові свердловини з позначенням їх номера та глибини вибою: 30 – на профілі; 31 – знесені на профіль.

Рис. 2.7. Геологічний розріз по лінії РП МСГТ Пирятин-Талалаївка. (А.Б. Холодних, 2002 р.)

За даними А.Б. Холодних [55] сучасного вигляду Срібненський прогин набув після структурної перебудови в кам'яновугільний період і поховання докарбонових відкладів під плащем вищезалягаючих нашарувань. Проте, структурні плани кам'яновугільних та вище перекриваючих відкладів суттєво відрізняються. Невідповідність у співвідношенні структурних планів зумовлена тектонічними рухами блоків фундаменту.

У межах прогину відзначене значне збільшення товщини відкладів нижньої пермі та карбону, що свідчить про інтенсивність його занурення саме в ці періоди розвитку. Максимальна інтенсивність занурення Срібненський прогин мав в добашкирський час. До ранньопермського часу він знаходився в режимі інверсійного

підняття, а починаючи з ранньопермського часу до раннього тріасу прогин знову розвивався в режимі інтенсивного занурення, після чого активність вертикальних тектонічних рухів у цьому районі стихає.

Виступи облямовують прогин з усіх сторін, перехід до яких здійснюється за складною системою порушень. Велика амплітуда виступів по відношенню прогину свідчить про інтенсивність тектонічних рухів при їх формуванні.

В будові осадового комплексу району досліджень виділяється три структурно-тектонічні поверхи, границі між якими відповідають міжформаційним незгідностям: кам'яновугільний, нижньопермський і мезокайнозойський. З незгідністю в XIIа мікрофауністичному горизонті пов'язане виклинювання проникних відкладів продуктивних горизонтів та формування літологічно обмежених пасток вуглеводнів.

В південній частині території, структури осадового чохла та чітко підпорядковуються субширотному простяганню. За даними В.П. Смолія [40], тектонічні порушення, які перетинають Срібненський прогин, характеризують тектонічно активну зону, котра розвивалась тривалий час включно до тріасу, а в пермський час контролювала границі поширення лагунних фацій. Проведенні цілою плеядою дослідників [25, 41-43] палеотектонічних побудов та аналіз потужностей, виявили особливості структуроутворення в Срібненському прогині та різновиді в розвитку та нафтогазоносності структур північного та південного бортів.

Для північного борту, в цілому, характерне моноклінальне залягання верхньовізейських та перекриваючих відкладів й більш складна будова низів карбону і девону, в котрих виявлені ряд палеопіднять. Монокліналь досить інтенсивно порушена скидами амплітудою до 50 м. Проте, достовірність виділених порушень за межами відомих локальних структур даними буріння не підтверджена.

Структурні форми північного обрамлення Срібненського прогину найбільш рівно подібні, виділяються кон- та пост-седиментаційні підняття. Більшість кам'яновугільних структур формувались консидементаційно, про що свідчить аналіз потужностей та фацій карбону.

Осадовий розріз характеризується стратиграфічною повнотою, що типово для осьових частин Дніпровсько-Донецької западини. На досліджуваній території

глибокими свердловинами розкрита товща фанерозойських відкладів. В геологічній будові Срібненського прогину приймають участь породи палеозойської, мезозойської та кайнозойської ератем, які залягають на докембрійському кристалічному фундаменті. Утворення архею та протерозою складають фундамент ДДЗ але в межах території дослідження не розкриті бурінням.

Стратиграфічне розчленування розрізу проводилось на основі промислово-геофізичних матеріалів із врахуванням палінологічних, мікрофауністичних досліджень, літологічного опису, а також із зіставленням із розрізами сусідніх площ.

Оскільки основні продуктивні горизонти в межах Срібненського прогину приурочені до відкладів візейського ярусу нижнього карбону, тому найбільш повно охарактеризована саме ця частина розрізу. Характеристика іншої частини розрізу палеозою, котра не представляє особливого інтересу в нафтогазоносному відношенні, у зв'язку з їхньою безперспективністю, приводиться у зведеному описі.

Палеозойська ератема (PZ), у межах досліджуваної території, стратиграфічно представлена девонською, кам'яновугільною та пермською системами.

Девонська система (D)

Девонські відклади розкриті бурінням виключно на обрамлені Срібненського прогину, в межах Леляківського виступу. Свердловиною №500 зафіксовані девонські ефузиви (євланівсько-лівенські утворення) котрі залягають на докам'яновугільних відкладах. Відклади озерсько-хованського макроритму розкриті бурінням переважно вздовж прибортової зони. Виявлені також у північній прибортовій зоні, в осьовій зоні рифтогену Срібненського прогину. Представлені глинисто-алевролітовим складом з прошарками глинистих пісковиків. Товщина відкладів змінюється від 0-50 до 350-400 м. з виклинюванням в північно-західній частині Срібненського прогину.

В Срібненському прогині, де за даними комплексної інтерпретації гравіметрії та даних буріння, девонські соленосні відклади відсутні, ступінь дислокованості осадових відкладів низька; прогин, хоча і суттєво скоротився по площі та зі зміщенням на північ, прослідковується у всіх стратиграфічних комплексах.

Кам'яновугільна система (C)

В основу опису, перспективного у відношенні нафтогазоносності розрізу кам'яновугільних відкладів, покладені лабораторні дослідження кернового матеріалу, дослідження промислово-геофізичних даних. Добре вивчений розріз візейського ярусу, гірше – турнейський та частково серпуховський і башкирський яруси.

Кам'яновугільна система представлена нижнім, середнім та верхнім відділами. Товщина системи змінюється від 358 до 2280 м.

Нижній відділ (C_1). Нижній відділ представлений турнейським, візейським та серпуховським ярусами.

Турнейський ярус (C_1t). На досліджуваній території глибокими свердловинами розкрита товща турнейських відкладів, яка включає аналоги нижньотурнейських та верхньотурнейських утворень Донбасу та Східно-Європейської платформи. У ДДЗ вони відносяться до XV мікрофауністичного горизонту. Товща турнейських відкладів складає 500 м.

Нижньотурнейський під`ярус (C_1t_1). За рештками брахіопод, форамініфер, остракод та споро-пилковими комплексами відклади зіставляються з мальовським і упінським горизонтами центральних районів Східно-Європейської платформи та зонами C_1tb і C_1tc Донбасу, продуктивними горизонтами Т-3 та Т-4. Представлені переважно континентальними теригенними, теригенно-глинистими фаціями, товщиною 30-50 м. У центральній та південно-східній частині досліджуваної території представлена морськими карбонатно-глинистими фаціями, товщиною 80-100 м. Загальна товщина під'ярусу 110-150 м.

Верхньотурнейський під`ярус (C_1t_2). Сучасний стан вивченості турнейських відкладів дозволяє не тільки виділити в них нижньотурнейські та верхньотурнейські відклади, але з досить значним ступенем достовірності розчленувати останні на аналоги черепетського и кизеловського горизонтів (відповідно продуктивні горизонти Т-2 і Т-1). Товщина верхньотурнейських відкладів коливається від 0 до 350 м. і більше та залежать від переднижньовізейської регіональної перерви та характеру підстиляючого рельєфу. Морський тип розрізу представлений карбонатно-глинисто-піщаною товщею. Континентальний тип розрізу складений пісковиками з крупними

рештками вуглефікованих рослин котрі перешаровуються з каоліновими аргілітами. Перехід від морського до континентального типу розрізу спостерігається на занурених бортах Срібненського прогину.

Візейський ярус (C_1v). Візейські відклади на всій території ДДЗ залягають трансгресивно, з глибоким розмивом та кутовою незгідністю на різновікових горизонтах турне та девону. Візейський ярус у Дніпровсько-Донецькій западині розділяється на два під`яруси.

Нижньовізейський під'ярус (C_1v_1) включає XIV та XIII мікрофауністичні горизонти (МФГ) ДДЗ (єлховський, радаєвський, бобриківський горизонти Східно-Європейської платформи, зони C_1va-e_1 Донбасу).

Верхньовізейський під'ярус (C_1v_2) – XIIa, XII, XI і нижню частину X МФГ ДДЗ (тульський, алексинський, михайлівський та веньовський горизонти, зони C_1ve_2-g).

У візейському ярусі ДДЗ виділяються 14 продуктивних горизонтів (В-14-27).

Нижньовізейський під`ярус (C_1v_1). Відклади поширені у межах усієї території досліджень. Вони з глибоким розмивом і кутовим неузгодженням залягають на різних горизонтах турнейських відкладів, а у найбільш піднятих районах – на різних горизонтах девону.

З північного заходу на південний схід, від бортів до осьової частини відбувається поступовий перехід континентальної теригенної вугленосної товщі у морську, переважно глинисто-карбонатну.

У занурених частинах Срібненського прогину (депресії) та його схилів сформувалась малопотужна (10–50 м), але дуже характерна пачка частого чергування вапняків глинистих з фауною, аргілітів та дрібнозернистих пісковиків.

Вище характер нижньовізейського розрізу значно змінюється у зв'язку з розширенням морської трансгресії. На заглибленому шельфі карбонатні горизонти починають відігравати більш значну роль, а на більшій частині південної та північної прибортових зон в умовах мілководного шельфу значно переважає карбонатне осадконакопичення.

У східній частині Срібненського прогину сформувалась глинисто-карбонатна товща котра представлена вапняками та аргілітами.

До ***XIV МФГ***, що складає верхню частину турнейсько-нижньовізейського теригенного алювіально-дельтового комплексу, приурочені продуктивні горизонти (ПГ) В-27 та В-26.

Нижньовізейський рифогенно-карбонатний комплекс складає стратон XIII МФГ до якого приурочені продуктивні горизонти В-25 та В-24.

Відклади XIII МФГ у зануреній зоні Срібненської депресії представлені, переважно, глинистою товщею, що формувалась у застійних, некомпенсованих умовах осадконакопичення. На північний захід і у бік бортів відзначається поступове збагачення відкладів пластами глинистих та органогенно-уламкових вапняків, які загалом складають до 80% розрізу. Часто породи перекристалізовані, тріщинуваті, вторинно порово-кавернозні.

Зустрічаються прошарки доломітів та доломітизованих вапняків. Вапнякові різновиди аргілітів з тонким органогенним детритом, нерідко шаруваті, плитчасті, як правило, сильно бітумінозні. З подібними аргілітами пов`язана радіоактивна аномалія в основі XIII МФГ. Біогенне осадконакопичення кілька разів перервалося короткочасно карбонатно-глинистим та глинистим осадконакопиченням.

Поблизу границі переходу шельфу в депресію центральної частини ДДЗ, особливо на висунутих мисах та півостровах, сформувались найбільш виражені карбонатні масиви. Загалом вони представляють собою ланцюжок рифогенних “бар`єрних“ масивів шельфової зони, у межах якої розвинута серія внутрішньошельфових карбонатних, трохи слабше виражених біогенно-детритових споруд.

Зона шельфового, переважно карбонатного осадконакопичення на північному заході облямовується прибережно-морською зоною, в якій поряд з карбонатно-глинистими відкладами значну роль (від 10 до 50%) відіграють піщані відклади, а у прибортових зонах у складі карбонатно-глинистих теригенні відклади відсутні.

Відклади стратону XIIа МФГ як у покрівлі, так і в підошві обмежені регіональними перервами в осадконакопиченні, ще один перерв фіксується усередині верхньої частини товщі, котрі накопичувалися в умовах крупного депресійного застійного морського басейну зі слабкою диференціацією в цілому пасивного

гідродинамічного режиму. Товщина відкладів контролюється, головним чином, передверхньовізейською регіональною перервою.

В основі відкладів XIIа МФГ з перервою на більшій частині западини залягає група пластів ПГ В-23. У бік занурених зон стратиграфічна повнота розрізів збільшується, при цьому фіксується поява серії нових піщаних пластів.

У занурених зонах північного заходу і центральної частини ДДЗ у складі товщі виділяються до 12 рівнів накопичення уламкового матеріалу. Товщини відкладів XIIа МФГ на території досліджень змінюються від 50-100 м. у прибортових зонах та на північному заході до 500-800 м. у занурених частинах приосьової зони. У повних розрізах знизу догори виділяються ПГ В-23, В-22, В-21. Літологічно представлені теригенними, глинисто-карбонатними, алевролітами, бітумінозними аргілітами (доманікітами), пісковиками сірими і світло-сірими, міцними або середньої міцності, в більшості косошаруватими, середньо-, крупно- та різнозернистими відкладами (Рис. 2.8).

XII Мікрофауністичний горизонт. Відклади представлені частим ритмічним чергуванням піщаних, алевритових, глинистих порід з підпорядкованими пластами вапняків. Останні разом з глинистими породами формують витримані на великих площах морські пласти-перемички піщаних горизонтів. У прибортових зонах у розрізі зустрічаються поодинокі вуглисті пропластки та прошарки аргілітів - “кучерявчиків” з кореневими рештками.

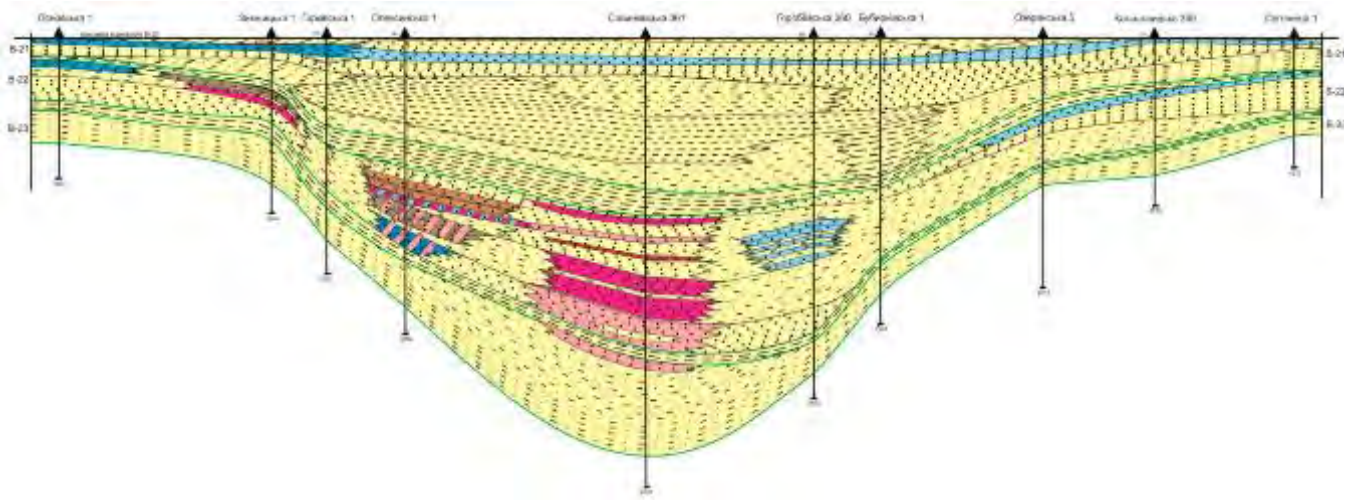


Рис. 2.8. Палеогеологічний розріз відкладів XIIа мікрофауні стичного горизонту за лінією РП МСГТ Пирятин-Талалаївка М-б: гор. 1:10 000, верт. 1: 1 000 (Т.Л. Попова, Т.М. Пригаріна, 2017 р.). [45]

XI Мікрофауністичний горизонт без видимих неузгоджень залягає на відкладах XII МФГ. У його складі виділяються три ПГ: В-16 (із верхнім та нижнім підгоризонтами), В-15 та В-14. Відклади представлені частим ритмічним чергуванням піщаних, алевритових, глинистих порід з підпорядкованими пластами вапняків. Останні разом з глинистими породами формують витримані на дуже великих площах морські пласти-перемички піщаних продуктивних горизонтів. У прибортових зонах у розрізі зустрічаються вуглисті пропластки та прошарки аргілітів - "кучерявчиків" з кореневими рештками.

Відклади XI-XII МФГ складають паралічну формацію із типовою циклічною будовою. Кореляція ПГ не викликає суттєвих труднощів і низка карбонатно-глинистих реперів визначаються досить однозначно більшістю дослідників.

Серпуховський ярус (C_1s). Серпуховські відклади характеризуються дещо більшою площею розповсюдження порівняно з верхньовізейським. Нижньо- і верхньосерпуховські відклади, як і верхньовізейські, на більшій частині території характеризуються фаціально-циклічною будовою і суттєво теригенним складом (з прошарками вугілля та вапняків), а депресійні області зміщуються далеко на схід.

Башкирський ярус (C_2b). Башкирські відклади досить чітко розділяються на дві субформації. Нижня сіроколірно-зеленувата піщано-глинисто-карбонатна башкирська субформація різко відрізняється від підстилаючих і перекриваючих відкладів відсутністю вугленосності, широким розповсюдженням світлих органогенних вапняків і зелених глин з реліктами попільної структури. Вміст

вапняків у північно-східному (від Донбасу) напрямку різко зростає, в цілому тяжіючи до північної прибортової зони ДДЗ, утворюючи так звану “башкирську карбонатну плиту”.

Загалом нижньобашкирські відклади (ПГ Б-13-10) представлені доломітизованими вапняками та доломітами з прошарками строкатобарвних глинистих порід і алевритовими відмінностями. Таке чергування порід більш характерне для північної прибортової частини. У південній прибортовій зоні у розрізі значну роль відіграють уламкові піщано-алевритові породи (підводні виноси рік), аргіліти та вапняки. Башкирська карбонатна плита (ПГ Б-13-10) змінює свої якості з північного заходу на схід не тільки за товщиною, але і за фаціальним складом.

Пермська система (P).

Пермські відклади представлені нижнім відділом. Літологічно відклади складені пісковиками, глинами, доломітами, ангідритами і кам’яною сіллю. Товщина нижньопермських відкладів 15-280 м.

Мезозойська ератема (MZ), в межах досліджуваної території представлена відкладами трасової, юрської і крейдової систем.

Тріасова система (T).

Тріасові відклади представлені нижнім і верхніми відділами. Складені глинами, пісковиками, алевролітами, вапняками і пісками. Загальна товщина тріасових відкладів становить 390-685 м.

Юрська система (J).

Юрські відклади представлені середнім та верхнім відділами. Літологічно складені пісками, глинами, пісковиками, алевролітами, мергелями, вапняками і алевролітами. Загальна товщина юрських відкладів 250-550 м.

Крейдова система (K).

Крейдові відклади представлені нижнім та верхніми відділами. Складені пісками, пісковиками, глинами, алевролітами, мергелями, крейдою загальною товщиною 70-685 м.

Кайнозойська ератема (KZ) представлена палеогеновими (палеоценовими, еоценовими і олігоценовими), неогеновими і четвертинними відкладами. Літологічно складені пісковиками, пісками, мергелями, алевролітами, суглинками і лесом загальною товщиною 140-580 м.

2.5.2 Основні структурно-тектонічні особливості Срібненського прогину

Структурно-тектонічні особливості Срібненського прогину визначається певними факторами, найважливішими серед яких: будова рельєфу поверхні кристалічного фундаменту, розривна тектоніка, співвідношення структур осадового чохла та фундаменту.

Срібненський прогин є однією із найбільш занурених ділянок північно-західної частини ДДЗ. Складчастий дорифейський фундамент залягає на глибині 8500 м. у зв'язку з чим відомості про будову поверхні, головним чином, базуються на даних КМЗХ горизонту відбиття d_0к (М.Г. Манюта, 1987 р.) [30] котрі лежать в основі районування всіх провідних дослідників Дніпровсько-Донецької западини.

Срібненський прогин простежується в структурних планах від фундаменту до підошви тріасових відкладів з деякими зміщеннями в плані і зміною розмірів їх контурів. Зафіксовані численні розривні порушення в фундаменті на основі даних КМЗХ, які мають різну амплітуду та протяжність, котрі часто затухають в межах досліджуваної території.

Вище зазначалось, що Срібненський прогин по карбону має еліпсоподібну форму з довгою віссю (близько 65 км), яка простежується в північно-західному напрямку при ширині до 50 км [50]. Його осьова частина прогнута відносно приосьових ділянок по підошві карбону більш ніж на 2 км. В той час по покрівлі амплітуда прогинання значно менша і не перевищує 1 км залягання порід у западині спокійне і лише зрідка порушено невеликими (до 10-25 км^2) мало амплітудними до 50 м. підняттями. Тільки в південній половинні прогину спостерігається сідловина (т.з. Свиридівська), яка розділяє Срібненський та Жданівський прогин.

Срібненський прогин майже з усіх боків обмежений валами, іншими позитивними структурами і цілою системою мало- і середньо амплітудних розривів і розломів. Виступи фундаменту знаходяться між депресіями і ділять територію структури різних порядків в структурних планах осадового чохла.

У становленні Срібненського прогину, як рифтогенної структури (В.К. Гавриш [11]) на початковій стадії суттєва роль належить розвитку кристалічного фундамента: утворення зон розривів, підняття тектонічних блоків, які згодом починають занурюватись, утворюючи депресії. Кожній області прогину притаманні свої особливості літолого-фаціального розрізу рифтового комплексу порід. На завершальній стадії розвитку рифту відбувається суттєва зміна характеру нарощування товщин відкладів: вона збільшується від бортів до осі прогинання. На цьому структурному плані розвинуті не блокові форми рельєфу, а плікативно-блокові та плікативні структури: антиклінальні та брахіантикліналь ні підняття та не замкнуті структурні форми – тераси, носи.

За висновками В.К. Гавриша та ін.. [11] в рифтовий етап розвитку западини (прогину) основну роль відіграли також розломи глибинного, мантійного та корового закладення.

За класифікацією В.К. Гавриша – це дорифтові розломи. Вони мають північно-східне і субмеридіональне простягання. Останні дослідники ДДЗ пов’язують з ранньопротерозойською складчастістю фундаменту (М.В. Чирвинська, В.В. Сологуб, А.В. Чекунов та ін.). До таких розломів віднесені: Інгулецько-Брянський (ІБ), Овруцько-Лебединський (ОЛ) та Сміловсько-Холмський (СХ). Просторове і структурне положення дорифтових глибинних розломів відображено на рис 2.9.

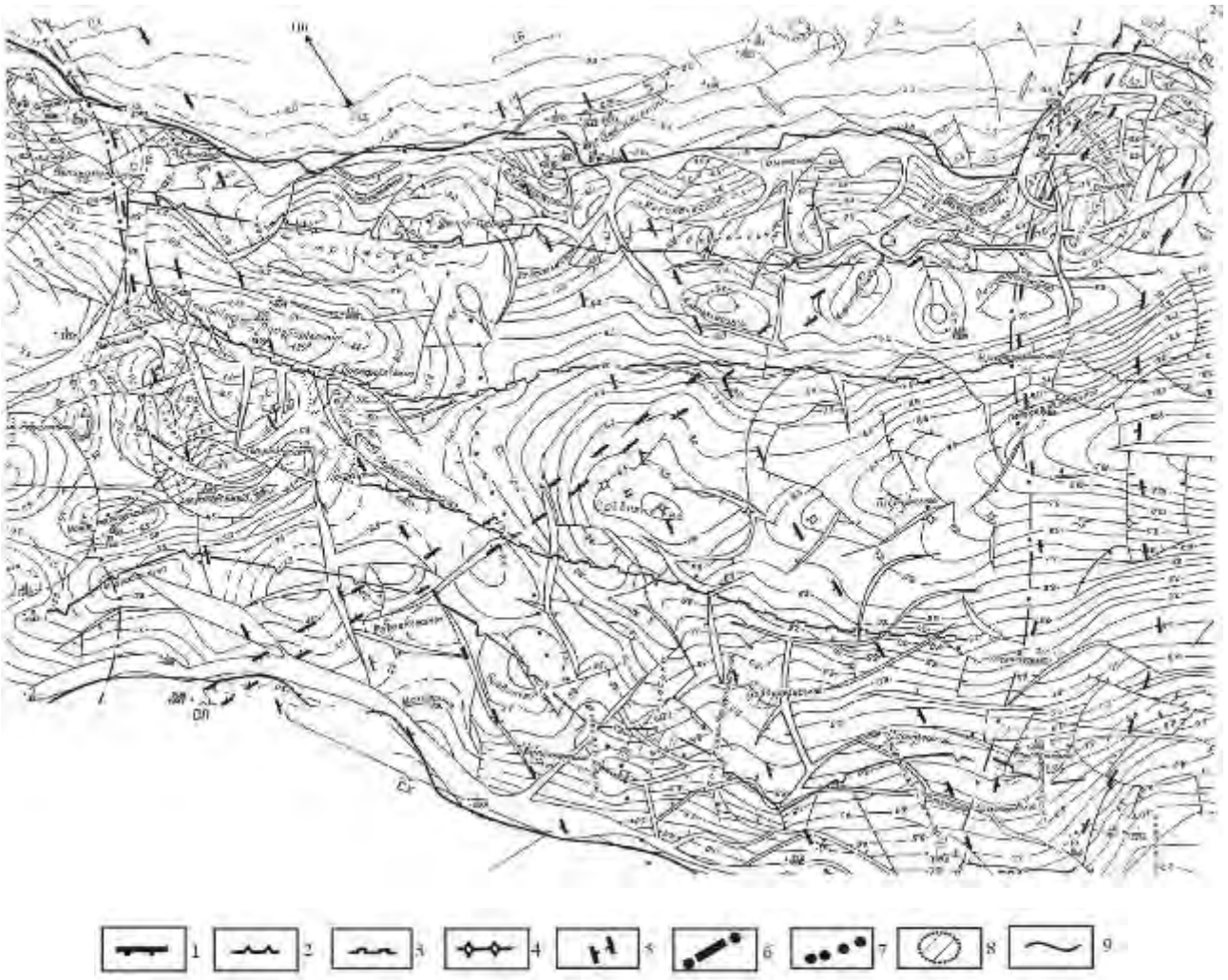
Срібненський прогин перетинають: субмеридіональний Інгулецько-Брянський та субширотний (переважно північно-східної орієнтації) Овруцько-Лебединський глибинний розломи [44].

Інгулецько-Брянський (ІБ) розлом, виділений вперше в 1981 р. за даними дешифрування космічних знімків, має ширину 10-15 км. Трасується на захід в містах Брянська, Ромни, Лубни і збігається з Західно-Інгульським глибинним розломом на Українському щиті (УЩ). На схід від нього по р. Сула простежений ще один

лінеамент, що на УЩ збігається з Інгулецьким розломом. ІБ розлом виражений у вигляді гравітаційного поля й смугових магнітних аномаліях на південному схилі Воронезького кристалічного масиву і на УЩ.

В Дніпровсько-Донецькому рифтогені (ДДР) у цих полях розлом не простежується, а виділяється за даними сейсморозвідки (втрата кореляції сейсмічних хвиль, розриви у горизонтах відбиття тощо). У розділі Мохо спостерігається розширювання. У поверхні фундаменту в межах ІБ розлому виділяються близько меридіональні виступи, обмежені регіональними розривами того ж орієнтування. Важливо відмітити, що у відкладах карбону розриви простежуються практично на всьому протязі ІБ розлому, розбиваючи північний схил Срібненського прогину на окрему блоки [11]. В.К. Гавриш, М.І. Євдощук [36] вважають, що ІБ розлом розділяє, так звану Лохвицьку депресію на Срібненський і Жданівський прогини.

Овруцько-Лебединський (ОЛ) широтний розлом має протяжність до 50 км при ширині 10-15 км. У його північній зоні на виступах кристалічного фундаменту простежуються розриви близькоширотного орієнтування довжиною 10-15 км. Така ж система близькоширотних розривів спостерігається у південній частині ОЛ розлому. В цілому зона ОЛ розлому характеризується підвищеною роздробленістю кристалічного фундаменту. По нижньокам’яновугільних відкладах близькоширотні розриви в зоні ОЛ розлому користуються широким розвитком, в той час, як на поверхні фундаменту вони можуть бути встановлені лише на окремих ділянках [36].



1 – крайові розриви Бараницько-Астраханського (БА) та Прип'ятсько-Маницького (ПМ) шовних глибинних розломів; 2 – внутрішньорифтові розломо-пари БА та ПМ шовних розломів, що обмежують прибортові зони ДДР; 3 – приосьові (північний (Ппр) та південний (Ппдпр) розломи, що обмежують приосьові зони ДДР; 4 – осьовий розлом (Ор); 5 – межі дорифтових архейсько-протерозойських розломних зон: Інгулецько-Брянськи (ІБ), Сміловсько-Холмський (СХ), Болтинсько-Обоянський (БО), Овруцько-Лебединський (ОЛ); 6 – межі поперечних сегментів ДДР: Удайсько-Сульський (УС); 7 – межі поперечних сідловин: Удайської (УД), Псьолсько-Ворсклянської (ПВС), депресії: Ніжинської (НД), Лохвицької (ЛД); 8 – контури соляних масивів чи штоків; 9 – ізогіпси кристалічного фундаменту.

Рис. 2.9. Схема зіставлення глибинних дорифтових розломів зі структурою фундаменту (на структурній основі М.Г. Манюта) [50]

В той же час, В.К. Гавриш та ін. вважають, що зона ОБ розлому дислокована такої ж конфігурації розривами і виступами на поверхні докембрію [44].

Уздовж БО розлому умовно проводиться східна межа Срібненського прогину з Псьольско-Ворскляною сідловиною складної конфігурації, що зумовлена перетином близько-меридіонального Криворізько-Комарицького та ОБ розломів. Перший достатньо вивчений та чітко виділяється на південному борту Сібненського прогину, в межах самого грабена досліджений не достатньо і питання його положення, ширини

та інших морфологічних параметрів залишаються відкритими. За даними авторів, в зоні переходу від Срібненського прогину до Жданівського концентрується висока кількість розривних порушень.

В розділі ІІ відзначалось, що в зоні перетині Інгулецько-Брянського і Овруцько-Лебединського розломів «вимальовується» Голенське підняття, де товщина девонського структурно-сейсмічного комплексу різко зменшується. З цією структурою збігається апікаль Срібненського корового виступу, який на поверхні Мохо маж амплітуду понад 5 км. Найвищий рівень (10 км) поверхня Мохо має на профілі Пирятин-Талалаївка, який знаходиться в 20 км від апікальної частини Срібненського виступу і на якому виконані дослідження СТАГД. Аналіз даних сейсморозвідувальних робіт РП МСГТ свідчить, що у межах Срібненського виступу або коро-мантійного діапіру в осьовій зоні прогину майже повністю розмита або не відкладалась франська сіль.

Сміловсько-Холмський близько-меридіональний глибинний розлом відділяє на заході Срібненський прогин від суміжної Чернігівської сідловини. Простежується у вигляді зони шириною до 20 км і більше. На півдні збігається з Кіровоградським глибинним розломом УЩ. Розлом виділений по смуговим позитивних та негативних аномаліях магнітного поля, знаходить, чіткий відбиток у корі (розриви горизонту відбиття, скиди) у розділі Мохо спостерігається парний розрив і скид амплітудою 1.5-2 км.

Певну інформацію про тектонічну будову Срібненського прогину на рівні карбонових відкладів надає «Структурна карта покрівлі нижньовізейського під ярусу та покрівлі ХІІа мікрофауні стичного горизонту», м-б 1:100000 [51]. Характерною особливістю карти є значна кількість розривних порушень на моноклінальних схилах Срібненського прогину. Виділені порушення часто зіставляються з даними сейсморозвідки, але частина з них зіставляється із даними буріння.

В цілому потрібно зауважити, що питання положення, масштабів генетичного походження, «проникнення» від кристалічного фундаменту у вищезалягаючі формації, стратиграфічні підрозділи до цього часу залишаться дискусійними. Це стосується перш за все осьової частини та схилів Срібненського прогину. А

пояснюється відсутністю необхідної інформації, котра забезпечується бурінням глибоких свердловин.

2.6 Нафтогазоносність Срібненського прогину

Згідно прийнятого нафтогазоносного районування Дніпровсько-Донецької западини площа дослідження розташована в Глинсько-Солохівському нафтогазоносному районі.

Саном на 01.01.2017 р. в межах Срібненського прогину та його оточення знаходяться 19 родовищ вуглеводнів (Волошківське ГКР, Зимницьке НГКР, Карпилівське ГКР, Шумське ГКР, Андріяшівське НГКР, Кампанівське НГКР, Тростянецьке НР, Ярошівське НР, Макарівське НР, Світличне НР, Гнідинцівське НГКР, Леляківське ГКР, Озерянське ГКР, Білоусівське НГКР, Мехедівсько-Голотівщинське НГКР, Боханівське ГКР, Луценківське ГКР, Свиридівське ГКР, Рудівсько-Червонозаводське НГКР) (Рис. 2.10)

В безпосередній близькості території дослідження, розташовуються наступні родовища вуглеводнів: Зимницьке ГК, Волошківське ГК, Карпилівське ГК, Кампанське НГК, Озерянське ГК, Світличне Н, Шумське ГК, та Савинківська, Варвинська і Біличівська площі з промисловими припливами ВВ.

В.К. Гавриш, М.І. Євдощук, С.О. Мачуліна [44] пов’язують розподіл родовищ вуглеводнів з дорифтовими розломами субширотного, субмеридіонального та північно-східного орієнтування.

Із зоною ІБ розломом пов’язано 17 родовищ: Трутинське Н, Великобубнівське НГК, Ромашівське Н, Бабчинське НГК, Скороходівське НГК, Талалаївське ГК, Артюхівське НГК, Маколаївське ГК, Шумське ГК, Ярмолинцівське ГК, Луценківське ГК, Волошківське ГК, Селюхівсбке Н, Свиридівське Г, Нинівське НГК, Матлахівське НГК, Мехедівсько-Голотівщинське ГК. Тут переважають газоконденсатні та нафто газоконденсатні родовища. П’ять родовищ приурочені до перетинів ІБ і рифтових розломів. По ширині розломної зони родовища розміщуються рівномірно.

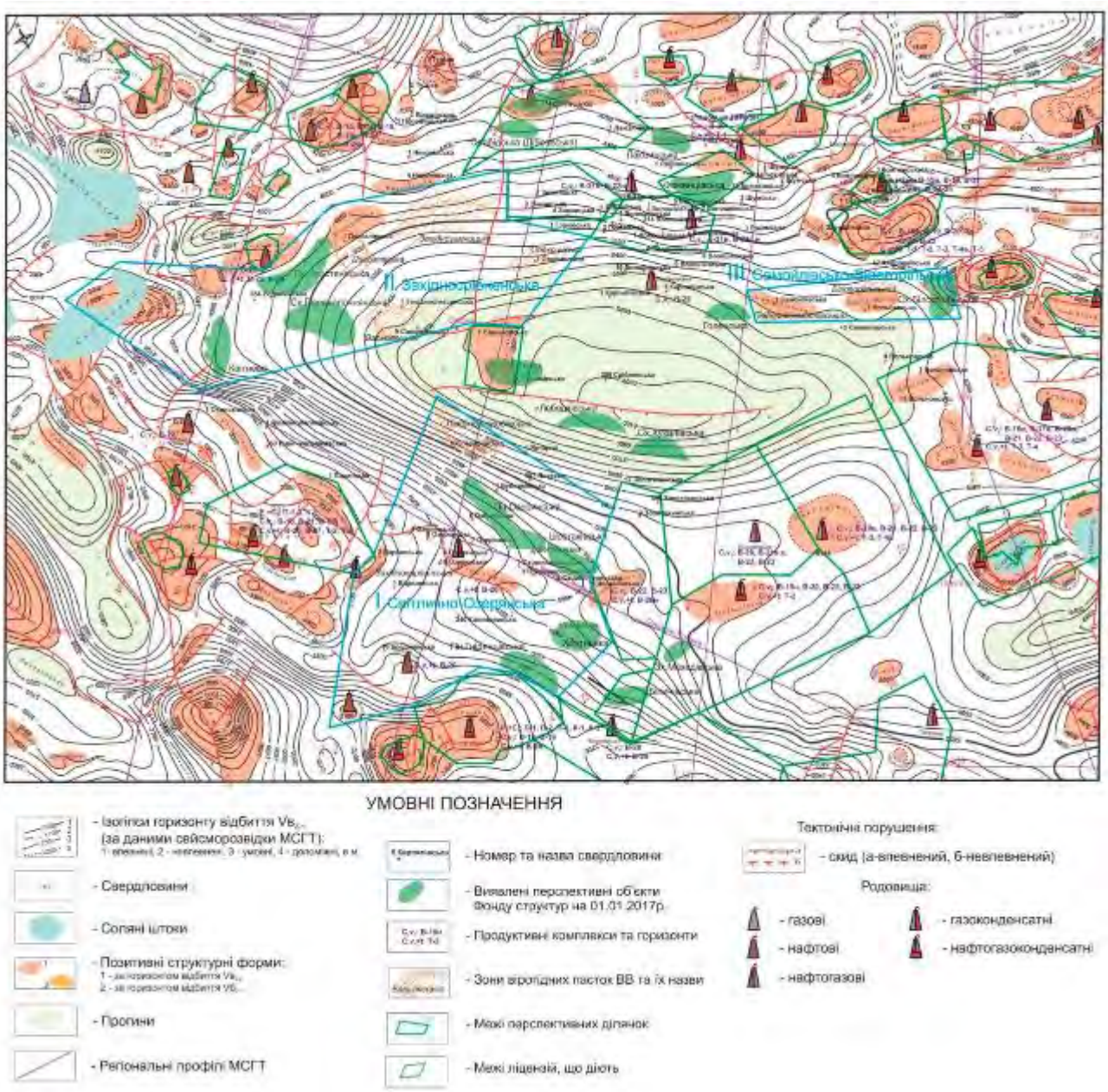


Рис. 2.10. Карта прогнозних нафтогазоперспективних об'єктів та зон вірогідних пасток ВВ у відкладах візейського ярусу на фрагменті «Структурно-тектонічна карта кам'яновугільних відкладів української частини ДДА»(О.Г. Цьоха, 2011 р.) [51]

Із ОЛ розломом пов'язано положення 4 родовищ: Леляківське ГН, Кампанського НГК, Анастасівського НГК, Мільківського НГК. Два останні розташовані на перетинах з обома внутрішньоплатформними розломопарами.

Дослідження (44) показують, що рифтові та дорифтові розломи ДДР сприяли формуванню структур-пасток для акумуляції нафти і газу. (можливо, деякі розломи слугували шляхами вертикальної міграції мантійного газу).

Основні перспективи відкриття нових родовищ в Срібненському прогині слід пов`язувати з нижньокам`яновугільним поверхом нафтогазоносності, який залягає тут на глибинах 4500-5800 м. і більше. За даними вивчення розрізів північного і південного обрамлень прогину, він неоднорідний за своїм літолого-фаціальним складом і будовою та ділиться на чотири літолого-стратиграфічні інтервали, кожен з яких має специфічні особливості морфології резервуарів ВВ і, фактично, є самостійним мегакомплексом.

До таких магакомплексів відносять: турнейсько-ранньовізейський теригенний алювіально-дельтовий комплекс; нижньовізейський карбонатний комплекс;теригенно-чорносланцевий комплекс XIIа МФГ та верхньовізейсько-серпуховський полі фаціальний комплекс.

Турнейсько-ранньовізейський теригенний алювіально-дельтовий комплекс включає нижньовізейські (В-27, В-26) та турнейські (Т-1, Т-2) продуктивні горизонти. У межах Срібненського прогину це алювіально-дельтові відклади, що залягають у інтервалі між покрівлею девону та підошвою візейської карбонатної товщі (аналоги тульського горизонту). Має широке розповсюдження у складі комплексу руслових, рукавоподібних, гирлово-барових алювіально-дельтових пісковиків зумовило велике поширення комбінованих пасток, що містять нафтові, газоконденсатні та гетерофазові (газоконденсатні з нафтовою облямівкою та ін.) поклади в умовах малоамплітудних піднять, напівзамкнених структур (типу структурних носів, терас тощо), моноклінального або внутрішньо-депресійного залягання. Зберігається закономірний зв'язок з рукавоподібними та гирлово-баровими піщаними тілами. Тому щільність скупчень вуглеводнів, зосереджених у даному комплексі, повинна бути значною, незважаючи на відсутність на більшій частині території СД крупно- і середньоамплітудних антиклінальних структур.

Певні перспективи пов`язані з **нижньовізейськими карбонатними відкладами**. Так звана “візейська плита“, що протягом багатьох років розглядалася

як регіональна малопроникна товща, виявилася літологічно- та петрофізично-гетерогенним, специфічним за фаціальними та палеонтологічними особливостями промислово-нафтогазоносним рифогенно-карбонатним комплексом. Тут відкрита низка нафтових та газоконденсатних покладів, значна частина яких пов`язана зі Срібненським мегаатолом, що облямовує однойменний прогин. Це Кампанське, Прирічне, Селюхівське та інші родовища, включаючи пропущені у свій час значні за запасами поклади на Артюхівському, Перекопівському, Анастасіївському, Липоводолинському, Леляківському, Гнідинцівському та інших родовищах.

В межах Біличівської структури, відкритий газоконденсатний поклад пов’язаний з типовим уолтсорським куполом, котрий утворений нерівномірно обкременілими первинно щільними темноколірними вапняками зі значною тріщинуватістю. Промислова нафтогазоносність нижньовізейських уолсортських куполів доведена відкриттям газоконденсатних покладів на Кампанському родовищі.

Великі перспективи нафтогазоносності пов’язують з теригенно-чорносланцевими відкладами **XIIа МФГ**. Це товща (до 1000 м) темноколірних глинистих порід з кластичними відкладами авандельтових виносів (гирлові бари, підводні зсуви), а також мулистих потоків (турбідити) та контурних течій (контурити). Їх залягання серед чорносланцевих порід з високим вмістом органічної речовини (від 2,5-5 до 12-14%), що зумовлюють сприятливі умови для нафтогазонакопичення. Такі нафтові та газоконденсатні поклади у пісковиках XIIа МФГ (продуктивні горизонти В-21-23) встановлені на низці родовищ осьової зони ДДЗ, суміжних із Срібненським прогином (Мехедівсько-Голотівщинське, Луценківське, Свиридівське, Рудівсько-Червонозаводське, Червонолуцьке, Свистунківське тощо).

Значні перспективи нафтогазоносності пов`язані з акумулятивними піщаними тілами **верхньовізейсько-серпуховського поліфаціального циклічно-побудованого комплексу**. У межах Срібненського прогину галокінетичні структури відсутні.

Як основні типи пасток нафти і газу у верхньовізейсько-серпуховських поліфаціальних відкладах можна виділити:

– структурні (склепінні) у плікативних деформаціях трансгресивних піщаних шарів;

– тектонічно екрановані трансгресивні піщані пласти на крилах і перикліналях антиклінальних структур;

– літолого-структурні пастки, пов`язані з баровими піщаними тілами трансгресивних і регресивних горизонтів, а також з лускоподібними лінзами пісковиків у присклепінних частинах структур;

– структурно-літологічні (часто з елементами тектонічного екранування) пастки в різноманітних акумулятивних тілах на крилах і перикліналях структур;

– структурно-літологічні пастки, пов`язані з руслоподібними пісковиками переважно течієвого типу, що виклинюються в напрямку до склепіння, а також дельтових проток.

Усе вищевикладене свідчить про сприятливі передумови для широкого розповсюдження не тільки комбінованих, але і типових літологічних пасток у різних морфогенетичних типах піщаних тіл верхньовізейсько-серпуховського комплексу. Прогноз зон розвитку таких пасток неодноразово здійснювався раніше за такими показниками, як градієнти товщин вміщуючих відкладів, сейсмогеологічні ознаки існування зон підвищеної піскуватості і наявність мало амплітудних структур. Приклад такого прогнозу є відкриття Волошківського ГК родовища в межах північної частини Срібненського прогину.

Основні перспективи нафтогазоносності нижньокам’яновугільних комплексів Срібненського прогину пов’язують з літолого-стратиграфічних і комбінованих (ЛСК) пастками. Срібненський прогин не достатньо щільно покритий сейсмічними профілями МСГТ.

Якщо враховувати, що для підготовки т.з. “слабких“ пасток до пошукового буріння вона має сягати принаймні 1,25-1,5 км/км^2, то територія, що розглядається, повинна мати великий фонд ще не встановлених пасток.

Особливий інтерес представляють зони, що проявляються у вигляді виклинювання.

Враховуючи вулкано-тектонічну природу цього прогину в девоні, ми маємо підстави для прогнозування тут значних за площею, але малоамплітудних антиклінальних пасток (типу Савинківської). Крім того, прогнозні малоамплітудні підняття різної природи у сукупності з седиментаційно-палеогеоморфологічними факторами, специфічними для кожного з вказаних літолого-стратиграфічних комплексів нижнього карбону, мають контролювати великі за площею неантиклінальні та комбіновані пастки. Все це дає підстави прогнозувати наявність тут родовищ, можливо не менш значних, ніж на обрамленні [45].

У межах Срібненського прогину та його облямування налічується понад 90 свердловин глибокого буріння, 7 родовищ нафти і газу із запасами промислових категорій (Зимницьке ГК, Волошківське ГК, Карпилівське ГК, Кампанське НГК, Озерянське ГК, Світличне Н), одне (Шумське ГК), запаси якого списані, й три площі з промисловими припливами вуглеводнів (Савинківська, Варвинська і Біличівська).

В безпосередній близькості до об’єктів дослідження СТАГД, розташовані наступні родовища вуглеводнів: Волошківське ГКР, Гнідинцівське НГКР, Савинківське ГКР, Тростянецьке НР та Озерянське ГКР.

Волошківське газоконденсатне родовище.

Відкрито в 1983 році, в результаті випробування св.№314 де з інтервалу 4910-4952 м, горизонт В-21 (верхньовізейські відклади), отримали промисловий приплив газу і конденсату дебітами 268,5 тис. $м^3$ газу та 134,25 $м^3$/добу конденсату. Продуктивність родовища пов’язана з XII та XIIа МФГ.

Об’єктами дослідження в даній роботі є горизонти В-20, В-21в, В-22с, В-22н приурочені до візейських відкладів нижньокам’яновугільного відділу.

Горизонт В-20 розкритий свердловинами 1, 2, 3, 4, 5, 31, 32, 33 та 30Д. Формувався в умовах регіонального розмиву XII мікрофауністичного горизонту, що зумовило складну морфологію та нерівномірний розподіл піщаних пластів його по площі. Так, в центральній, південній та східній частинах структури в свердловинах 314, 6 та 7 колектори заміщені щільними породами.

За матеріалами ГДС ефективна газонасичена товщина в цих свердловинах становить 3,6 м і 4,0 м, пористість 8,6 % і 7,9 %, газонасиченість 80 % і 84 %. У розрізах свердловин 1, 2, 3, 5, 31, 32, 33 продуктивний горизонт водонасичений.

З північного заходу та частково з півдня поклад обмежений тектонічним порушенням, з сходу поклад екранується зоною відсутності колекторів. Для оконтурення покладу вниз по падінню, прийнято нижню границю встановленої продуктивності (НГВП) на абсолютній позначці мінус 4808,1 м, що відповідає підошві останнього газонасиченого пласта в свердловині 30Д.

Поклад пластовий, тектонічно екранований, літологічно обмежений.

Горизонт В-21в розкритий більшістю свердловин Волошківського родовища (1, 2, 3, 4, 5, 32, 33, 314, 30Д, 2Гор). Складає верхню частину XIIа мікрофауністичного горизонту. Загальна товщина відкладів в межах родовища становить 115 – 259 м. Піщано-алевролітові породи залягають в верхній (В-21в) частині горизонту, до яких на родовищі приурочений газоконденсатний поклад. Нижня частина горизонту (В-21н) в межах Волошківського родовища, розкрита свердловинами 4, 6, 30Д, представлена глинистою товщею з поодинокими щільними прошарками у верхній частині.

Промислова газоносність покладу доведена результатами випробування свердловин 314, 1, 2, 3, 4, 30Д, 32 та промисловою розробкою свердловин 314, 1, 2, 30Д, 32. При випробуванні горизонту в експлуатаційній колоні початкові дебіти газу на 7 мм штуцері змінювались від 66,9 тис.м^3/д до 172,62 тис. м^3/д, конденсату – від 36 м^3/д до 88,16 м^3/д. Пластовий тиск становив 51,6 – 54,70 МПа.

Поклад пластовий, тектонічно екранований, літологічно обмежений, тектонічно порушений, розміри його становлять 7,9 × 3,5 км, висота – 382,6 м. Середні ефективні газонасичені товщини в межах контуру розподілені нерівномірно та змінюються від 2,4 м до 14,2 м, пористість від 7,9 % до 14,3 %, газонасиченість від 79 % до 92 %.

Горизонт В-22с на родовищі має обмежене розповсюдження по площі та представлений в об’ємі двох самостійних продуктивних горизонтів В-22с і В-22н.

Свердловини 1, 4, 6, 30Д, 33, 314 за даними ГДС знаходяться в зоні заміщення колекторів щільними породами, а в розрізах свердловинах 2, 5, 7 і 31 – горизонт відсутній (зона розмиву).

В межах ІІ блоку поклад горизонту В-22с розкрито свердловиною 3. За даними промислово-геофізичних досліджень ефективна газонасичена товщина в свердловині складає 10,2 м, пористість 10,4 %. При випробуванні горизонту в інтервалі 4997 – 5023 м і 5027 – 5069 м сумісно з горизонтом В-22н отриманий слабкий приплив газу з дебітом 190 м^3/д (ймовірно незначний приплив пов'язаний з недосконалістю розкриття об'єкту).

При випробуванні ущільнених, за даними ГДС, відкладів горизонту В-22с у свердловині 1 (інтервал перфорації 5022 – 5034 м) отримано приплив газу дебітом 104 тис.м^3/д та 65 т/д конденсату. Приплив вуглеводнів отримано в результаті перетоку з вищезалягаючого продуктивного горизонту В-21в через відсутності цементу поза колоною.

Поклад пластовий, літологічно обмежений, тектонічно екранований, тектонічно порушений з розмірами 2,93 × 1,25 км, висотою – 215 м.

Горизонт В-22н розкритий свердловинами 2, 5, 6, 7, 31, 2Гор колектори горизонту заміщені щільними породами.

Ефективна газонасиченою товщина продуктивного горизонту у свердловині 33 – 4,0 м, пористість – 9,8 %, газонасиченість – 77 %. При випробуванні інтервалу 5086 – 5093 м в свердловині отримано приплив газу дебітом 67,5 тис. м^3/д та конденсату 13,4 т/д.

Поклад пластовий, тектонічно екранований, літологічно обмежений, тектонічно порушений. Його розміри становлять 2,79 × 1,48 км, висота – 297 м.

Гнідинцівське нафтогазоконденсатне родовище.

Відкрито в 1959 році при випробуванні св.№1.

В межах родовища пошуково-розвідувальними роботами встановлено два поверхи нафтогазоносності: верхній і нижній.

1. Верхній поверх нижньопермсько-верхньокам'яновугільний комплекс продуктивними є відклади нижньої пермі (горизонти $П_{1+2}$ і $П_3$) і верхнього

карбону (горизонти К-1 і К-2) розкритий в межах глибин 1711-2088 м. Поверх нафтоносності складає 81 м. Висота покладів по окремих горизонтах родовищ коливається в рамках 21,2-71,8 м.

2. Нижній поверх нижньокам'яновугільний комплекс продуктивними є відклади нижнього карбону (горизонти В-18, В-19в, В-19н, В-26с, В-26н) розкритий в межах глибин 3191-3662 м. Поверх газоносності складає 402,4 м. Висота покладів по окремих горизонтах родовища коливається в межах 15-65,1 м.

Горизонт В-18 є основним продуктивним газоносним горизонтом. Розкритий усіма розвідувальними та експлуатаційними свердловинами, які пробурені на верхньовізейські відклади (крім 108). Глибина залягання покрівлі горизонту коливається від 3186 до 3409 м.

Початкові дебіти газу коливаються від 50 до 510 тис. м^3/д, конденсату – від 30 до 60 м^3/д.

Поклад – пластовий склепінний тектонічно екранований.

Горизонт В-19в. Горизонт залягає безпосередньо під горизонтом В-18 і відокремлений від останнього глиняною перемичкою товщиною біля 20 м. Розкритий усіма свердловинами, за виключенням св. 2 і 108. Глибина залягання покрівлі коливається від 3228 до 3464 м.

В межах контуру газоносності горизонт випробуваний в 14 свердловинах, в результаті чого отримано промислові припливи газу дебітом від 40 до 750 тис. м^3/д і конденсату – 26-41 т/д. В законтурній зоні горизонт випробуваний в свердловині 102. Отримано приплив пластової води дебітом 84,6 т/д.

Горизонт В-19н. Горизонт відокремлений від вищезалягаючого горизонту глиняною перемичкою товщиною до 10 м. Розкритий більшістю свердловин, виключаючи свердловини 2, 6, 106, 108. Глибина залягання покрівлі горизонту коливається від 3230 м до 3357 м. дебіт газу складає 264 тис.м^3/д.

Поклад горизонтів В-19в і В-19н пластовий склепінний, частково тектонічно екранований.

Горизонт В-20 було розкритий св. №18 та отриманий припливу газу з абсолютно вільним дебітом 1043 тис. м^3/д, при інтервалі перфорації 3310-3297 м.

Горизонт В-26 при випробуванні св.№114 із інтервалу перфорації 3596-3529 м (абсолютні відмітки мінус 3421 – мінус 3354 м) отриманий приплив газу дебітом 222 тис. м^3/д (вміст конденсату 110 г/м^3), початковий пластовий тиск складав 37,88 МПа.

Внаслідок відсутності результатів попластових випробувань горизонту В-26с проведення газонафтового контакту в покладі свердловин 308 і 310 може бути лише умовним. Використовуючи дані інтерпретації матеріалів ГДС, спостерігаємо перш за все зниження опору пласта 3552,4 – 3554,4 м (свердловина 308) в порівнянні з вищезалягаючими пропластками горизонту В-26 з 20 Омм до 8 Омм. Глибину 3552,4 м в свердловині 308 приймаємо в якості ГНК, абсолютна відмітка якого складає в такому випадку мінус 3378 м. Поклад пластовий літологічно обмежений газовий з нафтовою облямівкою.

Поклад свердловини 150 відокремлений від інших зоною відсутності колекторів. Він є пластовим літологічно обмеженим, НГВП проведено на відмітці мінус 3447,6 м по підошві нижнього колектора.

Горизонт В-26н вміщує два газоконденсатні поклади в районі свердловини 114 та свердловини 309. Вони розділені між собою зоною відсутності колекторів. Поклад свердловини 114 є пластовим тектонічно та літологічно обмеженим. Випробування було спільним із горизонтом В-26с. НГВП проведено по підошві нижнього колектора на відмітці мінус 3420,9 м. Свердловина 309 розкрила газо- та водонасичені пласти за даними ГДС, а в процесі експлуатації з самого початку поступала вода. У зв'язку з тим, що контакт не підсічений в межах колектора проводимо НГВП по підошві газонасиченого пласта на відмітці мінус 3420,1 м.

Савинківське газоконденсатне родовище.

Відкрите в 1989 році при випробуванні св.№361 отриманий приплив газу дебітом 44,9 тис. м^3/добу з інтервалу 5781-5783 м. горизонту В-22в.

Горизонт В-22в розкритий св.№361 в межах глибини 5781-5783 м., отримано приплив газу дебітом 44,9 тис. м^3/добу, конденсату 73,2 тис. м^3/добу, води 1,23м^3/добу на 8мм штуцері.

Поклад представлений пісковиком за даними ГДС має ефективну товщину 1,2 метра, пористість 10%, газонасиченість 80%.

Горизонт В-22с при випробуванні в експлуатаційній колоні інтервалів 5799-5805м. 5806-5814м, 5818-5825м 5781-5783 м отримано приплив газу дебітом 95 тис. м³/добу. За даними ГДС має ефективну товщину 21,2 метра, пористість 8,2-12%, газонасиченість 60-70% .

Тростянецьке нафтове родовище.

Відкрито в 1981році при випробуванні св.№2 де з інтервалу 4918-4925 м, горизонт В-21, отримано промисловий приток нафти, дебітом 163,6 т/добу. При пошуково-розвідувальних роботах, встановлена промислова нафтоносність горизонтів В-21 і В-26 у відкладах візейського ярусу нижнього карбону.

Горизонт В-21 представлений однорідним пластом пісковику-колектора ефективною товщиною 3,4 м в свердловині 2-Тростянецька. В свердловині 3-Тр він складений теригенними різновидностями.

При випробуванні в експлуатаційній колоні інтервалу 4682-4689 м, в абсолютних відмітках мінус 4507,1-4544,1 м, отримано приплив нафти дебітом 163,6 $м^3$/д на 6 мм штуцері при депресії 9,81 МПа і газовому факторі 27,2 $м^3$/т. Початковий пластовий тиск склав 50,4 МПа на глибині 4685,5 м.

За матеріалами геофізичних досліджень в свердловині 2-Тростянецька виділені два пласти. Перший пласт в інтервалі 4682-4686,4 м (абсолютні відмітка мінус 4509,2-4513,5 м) загальною товщиною 4,4 м та ефективною – 3,4 м характеризується як нафтонасичений. Другий пласт залягає в інтервалі глибин 4694-4711,6 м (абсолютна відмітка мінус 4521,1-4538,7 м) загальною товщиною 17,6 м, ефективна складає 13,6 м за характером насичення інтерпретується як водоносний.

Тип покладу пластовий, склепінний, літологічно обмежений з північно-західного та південно - східного напрямках. Розміри покладу в плані 1,77×0,87 км, висота його – 8,65 м.

Горизонт В-26 розкритий трьома свердловинами. Загальна товщина горизонту 24-34 м.

Промислова нафтоносність горизонту доказана випробуванням його в експлуатаційній колоні в свердловині 2-Тростянецька. При випробуванні горизонту в інтервалі 4918-4925 м в абсолютних відмітках мінус 4744,9-4751,9 м отримано приплив нафти дебітом 27 $м^3$/д на 5 мм штуцері при депресії 13,2 МПа. Початковий пластовий тиск на глибині 4921,5 м склав 52,5МПа.

Озерянське газоконденсатне родовище.

Відкрито в 1975 році при випробуванні св.№5 нижньовізейських відкладів горизонт В-26 в інтервалі 4366-4376 отримано приплив газу, дебітом 22,7 ти.$м^3$ та конденсату 11 т/добу.

Горизонт В-26 тектонічно екранований порушенями амплітудою 20-100м. Розміри покладу 1,2*0,5 км. Поклад представлений перешаруванням пісковиків та алевролітів. Ефективна газонасиченість пісковиків 2,4 м, пористість 9-12%, проникність 5,3-101,5*10^{-3} $мкм^2$, газонасиченість 67%.

За результатами проведених досліджень, Лукін, Пригаріна, 2017 р., було встановлено нафтогазоперспективні об’єкти котрі пов’язані з літологічними і комбінованими пастками на схилах Срібненського прогину. Аномалії типу поклад (АТП) були включені до фонду нафтогазоперспективних об’єктів.

Озерянсько-Світлична ділянка включає: Північноозерянський та Північногнідинцівський об’єкти.

Північноозерянський об’єкт було включено до Фонду нафтогазоперспективних об’єктів у ранзі виявленого сейсморозвідкою у 2001 р. З цього часу він знаходиться у фонді нерозподілених об’єктів Держгеолслужби.

Об’єкт розміщений на південному схилі Срібненського прогину та знаходиться на північно-східному облямуванні Щурівсько-Озерянського валу – додатної структури ІІ порядку. Найближчими родовищами є Озерянське ГК та Боханівське ГК з продукцією у відкладах візе.

За уявленнями дослідників на основі зонального прогнозу перспектив нафтогазоносності продуктивних горизонтів ХІІа МФГ, Північноозерянський об’єкт може бути пов’язаний з літологічною пасткою у відкладах ХІІа МФГ на схилах Срібненського прогину. На думку геофізиків-сейсміків (Войцицький З.Я. та ін.), тут

також можуть проявитися карбонатні колектори в XIII МФГ. Об'єкт знаходиться на глибинах близько 4900-5000 м і потребує перегляду геолого-геофізичних матеріалів для уточнення контурів пастки на різних стратиграфічних рівнях. Як наслідок, можливе збільшення його ресурсної бази.

Видобувні прогнозні локалізовані ресурси газу (клас 334лок., категорія $Д_1$лок.) по об'єкту враховуються у Фонді нафтогазоперспективних об'єктів у розмірі 0,31 млрд.$м^3$.

Північногнідинцівський об'єкт розташований на північно-західному облямуванні Гнідинцівсько-Чорнухинського малого валу або у межах південного облямування Срібненського прогину.

Найближчі родовища – Гнідинцівське НГК, Білоусівське ГК, Світличне Н – з діапазоном нафтогазоносності від верхнього карбону – нижньої пермі до нижнього візе нижнього карбону.

Об'єкт було включено до Фонду нафтогазоперспективних об'єктів у ранзі виявленого сейсморозвідкою у 2000 р. З цього часу він знаходиться у фонді нерозподілених об'єктів Держгеолслужби.

Пастка пов'язана з акумулятивним піщаним тілом на рівні верхньовізейського ПГ В-19 в інтервалі глибин 3300-3400 м (за Ларіним С.Б.). За даними сейсморозвідки – це літологічно обмежена пастка у відкладах верхнього візе (XIIа МФГ) на глибині близько 4200 м.

Видобувні прогнозні локалізовані ресурси газу (клас 334лок., категорія $Д_1$лок.) по об'єкту враховуються у Фонді нафтогазоперспективних об'єктів у розмірі 1,0 млрд.$м^3$.

Західносрібненська ділянка включає: Південнотростянецький, Квітневий та Довгалівський об'єкти.

Південнотростянецький об'єкт було включено до Фонду виявлених об'єктів у 1997 р. за результатами геолого-тематичних досліджень Чернігівського відділення УкрДГРІ. Він знаходиться на північний захід від Східноперевolочнянського об'єкту у межах західного схилу Срібненського прогину. Найближчим родовищем є Тростянецьке нафтове з продукцією у відкладах верхнього візе.

Пастка представлена літологічно обмеженим вузловим піщаним акумулятивним тілом на рівні XIIа МФГ. Очікуються пластові літологічно обмежені поклади, що пов'язані з пісковиками. Інтервал глибин залягання покладів XIIа МФГ – 4900-5100 м. Очікуваний характер насичення – нафта.

Видобувні прогнозні локалізовані ресурси нафти (клас 334лок., категорія $Д_1$лок.) по об'єкту враховувалися у Фонді нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2013 р. у розмірі 3,75 млн.т. (по продуктивних горизонтах XII і XIIа МФГ).

Квітневий об'єкт було виявлено за даними переінтерпретації сейсмічних матеріалів тематичними дослідженнями (Рідколіс В.А., т.п.121). Об'єкт пов'язаний з акумулятивним піщаним тілом і представлений літологічною пасткою на рівні горизонтів В-19-В-22. До Фонду нафтогазоперспективних об'єктів його було включено як виявлений у 1993 р.

Найближчі родовища – Маківське і Тростянецьке нафтові з продукцією у відкладах верхнього візе, у т.ч XIIа МФГ.

Прогнозна глибина об'єкту - 4500 м.

Видобувні прогнозні локалізовані ресурси газу (клас 334лок., категорія $Д_1$лок.) по об'єкту враховуються у Фонді нафтогазоперспективних об'єктів станом на 01.01.2017 р. у розмірі 3,0 млрд.$м^3$.

Довгалівський об'єкт є прогнозним нафтогазоперспективним об'єктом, який розташований у межах західного торцевого замикання Срібненського прогину і безпосередньо межує з Південнотростянецьким виявленим об'єктом.

У межах Довгалівської площі у 1992 р. була пробурена свердловина 1 Довгалівська з вибоєм 5320 м у відкладах нижнього візе, в якій були отримані промислові припливи газоконденсату з незначною кількістю води з нижньовізейського горизонту В-26: інт. 5260-5270 м, $Q^Г_6$ = 48,9 тис.$м^3$/добу, $Q^К_6$ = 16,5 $м^3$/добу, $Q^В_6$ = 7,3 $м^3$/добу. В результаті перетоків води з горизонту В-19, які не вдалося ліквідувати, свердловина була виведена з випробування з негативними результатами. Буріння на площі не відновлювалося.

На даний момент існує декілька моделей прогнозної Довгалівської пастки різних авторів. Зокрема, С.Б. Ларін пов'язує її з акумулятивним піщаним тілом в

низах нижнього візе. На його думку, Довгалівське «піщане тіло» «сидить» над глибинним розломом на краю однойменного виступу по фундаменту.

Орієнтовна ресурсна база об'єкту по відкладах нижнього візе становить 2,3 млрд.м^3 газу класу 334лок (категорія Д$_1$лок.). При перегляді геолого-геофізичних матеріалів та деталізації будови пастки ресурсна база об'єкту може зрости.

Самойлівсько-Білогорільська ділянка включає Південносамойлівський об'єкт.

Південносамойлівський об'єкт є прогнозним нафтогазоперспективним об'єктом, який розташований у межах північно-східного схилу Срібненського прогину південніше свердловини № 1 Самойлівської площі.

Найближчі родовища – газоконденсатні Волошківське та Карпилівське з продуктивністю верхньовізейських відкладів (у т.ч ХІІа МФГ).

Літологічний об'єкт прогнозується дослідниками за даними геологічних та геоморфологічних матеріалів. Про можливу наявність об'єкту також свідчать результати буріння св. 1 Самойлівська, яка була пробурена поблизу границі заміщення щільними породами аналогів верхньовізейських продуктивних горизонтів В-21 і В-22 ХІІа МФГ (пласти горизонтів переважно ущільнені, слабогазонасичені). Проте, пласт пісковику в інтервалі 5414-5416,4 м з ефективною товщиною 1,6 м володіє пористістю 11%, газонасиченістю – 65%. За припущенням, дебіт газу з пласта – 15 тис.м^3/добу.

За даними сейсморозвідки МСГТ (с.п 3/89, Смолій В.П. та ін.) та дистанційних методів досліджень наявність перспективного об'єкту у межах прогнозної пастки підтверджується.

Орієнтовна ресурсна база об'єкту по горизонтах ХІІа МФГ становить 1,8 млрд.м^3 газу класу 334лок (категорія Д$_1$лок.). При перегляді геолого-геофізичних матеріалів та деталізації будови пастки ресурсна база об'єкту може зрости.

Однією із головних проблем Південносамойлівського прогнозного об'єкту є великі глибини його залягання. Разом з тим, якщо цей об'єкт виявиться похованою антиклінальною складкою, на продуктивність можна очікувати не тільки у відкладах ХІІа МФГ, а й верхньовізейських горизонтах ХІІ МФГ, що залягають вище.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 2

Вперше було виконаний системний аналіз результатів науково-методичних та геологорозвідувальних робіт з вивчення геологічної будови та нафтогазоносності району Срібненського прогину.

Вивчення геологічної будови та нафтогазоносності Срібненського прогину, загалом була зосереджена, на антиклінальних структурах які його облямовують. В останні роки, геофізичні та геологорозвідувальні роботи були зосереджені на схилах прогину, що призвело до відкриття нових родовищ в неантиклінальних пастках. Це потребує переосмислення умов нагромадження вуглеводнів в осадових відкладах прогину, шляхів їх міграції, впливу глибинних розривних порушень (дорифтові) сприяли формуванню структур-пасток для акумуляції нафти і газу.

РОЗДІЛ 3
ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ НА ПРИКЛАДІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ

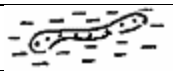
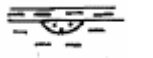
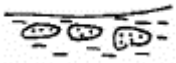
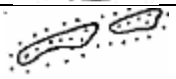
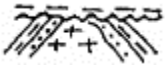
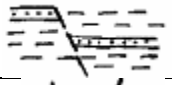
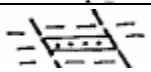
Під формуванням нафтогазоносності, автор розуміє, утворення (створення) нафти й газу та її накопичення в пастках, а під особливостями спосіб їх створення (покладів) вуглеводнів в залежності від типу пасток.

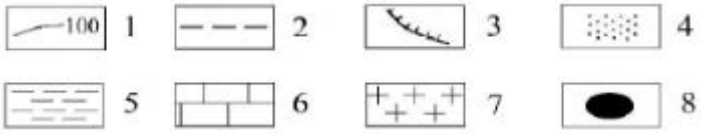
У поясненнях походження нафти і газу вже більше ста років протистоять дві основні концепції. Однією з таких концепцій є органічна, представники котрої вважають, що нафта і природний газ виникли в осадовому чохлі земної кори в результаті глибокого перетворення решток флори і фауни. Їх опонентами є абіогенна концепція, представники котрої доводять, що нафта і газ утворилися в мантії Землі неорганічним шляхом. Подальший розвиток поглядів автора спонукав до можливості розробки підходів пошуків перспективних структур на вуглеводні в залежності від генерації та акумуляції, котрий базувався на основі здатності міграції цих речовин. А місцем акумуляції слугували пастки на шляху їхньої міграції. Основними шляхами міграції від мантії до осадових басейнів слугують глибинні розломи, з якими, В.К. Гавриш, М.І. Євдощук, С.О. Мачуліна [44], просторово і генетично пов’язують значну кількість родовищ нафти і газу.

Під нафтогазовою пасткою розуміється частина природного резервуара, в котрій завдяки наявності проникного колектора та непроникної покришки створюються сприятливі умови для уловлювання, нагромадження та збереження вуглеводнів. За своєю будовою пастки можуть бути різноманітними в залежності від факторів, котрі впливали на їх формування. Найбільш розповсюджені антиклінальні пастки, в котрих вуглеводні концентруються в склепінні антикліналей. Неантиклінальні пастки формувались під дією різних літологічних, стратиграфічних та тектонічних факторів. Вони поділяються на різні типа та класи в залежності від домінування того чи іншого фактору їх формування.

Існує велика кількість класифікацій неантиклінальних пасток [22, 31, 36, 38] в основі якої має базуватися на генетичному принципі формуванні пасток.

Неантиклінальні пастки класифікуються: літологічно обмежені; літологічно екрановані; стратиграфічно екрановані та тектонічно екрановані (Рис. 3.1).

Тип	Підтип	Клас	Принципова схема	
			В плані	В Розрізі
Літологічно обмежені	Седиментаційні теригенні	Руслові тіла		
		Дельтові тіла		
		Прибережні акумулятивні тіла		
		Глибоководні конуси виносу		
	Біогенні	Рифтові системи, берегові, крайові, бар'єрні		
		Одиночні рифи, банки, біогерми, біоструми, атоли		
	Постседиментаційні	Текстури вилуговування, цементації, ущільнення, розущільнення		
Літологічно екрановані	Регіонального екранування	Фаціального заміщення, виклинювання, запечатування		
	Локального екранування	Фаціального заміщення, облямування (структурно-літологічні)		
Стратиграфічно екрановані	Регіонального екранування	Регіональних перерв, розмивів		
	Локального екранування	Зрізи, останці (структурно-стратиграфічні		
Тектонічно екрановані	Природзломні	Ступінчасті скиди		
		Блокові підкиди		
	Під насувні пов'язані з насувами			



1 – ізопахіти; 2 – розломи; 3 – насуви; 4 – пісковики; 5 – глини; 6 – вапняки; 7 – граніти; 8 – нафта

Рис. 3.1. Генетична класифікація не антиклінальних пасток (Окнова та ін., 1999)

Кожний із виділених типів може бути поділений на ряд підтипів, в залежності від умов утворення. Так, літологічно обмежені пастки поділяються на седиментаційні

(теригенні та постседиментаційні котрі зобов’язані своїм утворенням вторинним змінам).

Літологічні та стратиграфічні екрани можуть бути регіональними та локальними. При вклинюванні на бортах басейнів утворюються регіональні зони виклинювання, протяжністю сотні кілометрів, перспективні при пошуках нафти і газу. Локальні виклинювання формуються в окремих взятих структурах. Стратиграфічні екрани зобов’язані своїм утворенням стратиграфічним неузгодженням.

Кожний тип та клас пасток може бути поділений на більшу кількість різновидів по морфологічним ознакам (форма, будова екрана та колектора, кути нахилу пластів та ін.) Морфологія типів пасток може бути дуже різноманітною.

Неантиклінальні пастки, так само як і антиклінальні, формуються в переважній своїй кількості на окраїні континентів. Згідно В.Е. Хаину та Б.А. Соколову, «окраїни континентів, сучасних та древніх, являються головними нафтогазоносними зонами Землі» [54].

Виходячи з геодинамічної еволюції осадових басейнів, в історії їх формування розрізняють три стадії:

- дивергенції (розтягу);
- конвергенції (зіткнення);
- ізостазії (спокою).

Формування пасток вуглеводнів виникали частіше всього на стадії дивергенції, коли вздовж океанічних басейнів виникали континентальні окраїни. Найбільш перспективним, з точки зору пошуку нафти і газу, є пасивні континентальні окраїни, де відкладалися зрілі мономінеральні, сильно сортовані піщані породи, котрі служать добрими колекторами, де виникають рифтові системи, берегові, бар’єрні побудови. На проміжних стадіях геодинамічних циклів, в період максимальної трансгресії, утворюються регіональні покришки, складені глинистими відкладами які слугують надійним флюїдоупором для неантиклінальних пасток в піщаних та рифтових відкладах. В цьому циклі, також, формуються основні нафтоматеринські породи (доманікіти, баженіти та ін.), генеруючи вуглеводні. Крім того, на окраїнах

континентів, в наслідок процесів спредінга, розтягу, виникають численні розривні порушення, котрі слугують підвідними каналами при міграції вуглеводнів від місць генерації до колектору та пастки.

За даними Є.Б. Мовшовича [46], із 2339 проаналізованих родовищ вуглеводнів світу, 1369 (58%) приурочені до піщаних акумулятивних тіл, а 970 (42%) до органогенним.

Піщані акумулятивні тіла формуються на окраїнах континентів внаслідок лавинної седиментації, в результаті якої утворюються величезні маси уламкового матеріалу, представлені собою перешаруванням піщаних і глинистих лінз прошарків. У прибережній смузі накопичується до 90% уламкового матеріалу, що зноситься річками. 17% піщаних акумулятивних тіл припадають на річкові долини, 13% на прибережні акумулятивні тіла і 70% на дельтові відкладення [46]. Виходу з цих підрахунків, тільки 17% пасток утворюються в долинах палеорік. в алювіальних відкладах. Якщо звернутися до схеми будови континентальної окраїни, можна відзначити, що протягом алювіальної рівнини, від джерела зносу до першого глобального рівня лавинної седиментації, відзначаються дві зони: зона розгалуження русел річки та зона меандри русел. У першій зоні пастки зустрічаються рідше, оскільки відклади тут погано відсортовані і не володіють хорошими колекторськими властивостями. Основна частина пасток в алювіальних відкладах доводиться на зону меандр палеорусел, причому саме русло частіше складено тонкозернистим матеріалом, а в бічних частинах його накопичуються піщані тіла, що складають прируслові вали, дюни. Пастки в долинах меандр палеорік характерні, наприклад, для пермському-тріасових відкладень північній частині Тимано-Печорської провінції.

В теригенних відкладах 83% (70% + 13%) літологічні пастки формуються в прибережних і дельтових умовах на першому і другому рівнях лавинної седиментації. Масове накопичення уламкового матеріалу відбувається в прибережній смузі, площа якої становить 0.1 загальної площі океанів. Для забезпечення нагромадження осадового матеріалу лавинної седиментації необхідні тектонічні рухи та ріст гірських побудов (вплив тектонічного фактора). Переважна частина матеріалу акумулюється в дельтах, висока продуктивність яких відзначалася багатьма дослідниками. У межах

першого рівня лавинної седиментації формуються і піщані тіла, не пов'язані з дельтами: берегові вали. дюни, прибережні бари. Як уже зазначалося, на частку пасток в цих тілах припадає 13%.

Ще одна група літологічних пасток формується в конусах виносу піщаного матеріалу на другому глобальному рівні лавинної седиментації. Уламковий матеріал, накопичений на першому рівні, продовжує свій рух вниз по континентальному схилі по системі русел, що нагадують річкову систему. Часто тут виникають турбідітні потоки з високою щільністю, насичені уламковим матеріалом і містять до 20-30% уламкового речовини. Такі турбідітні потоки та пов'язані з ними неантиклинальні пастки характерні для ачимовских відкладів Західного Сибіру [32].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 3

Структури відіграють вирішальну роль при формуванні нафтогазоносності. Розломи та тріщини забезпечують шляхи міграції сполук: газів, вуглеводнів (нафти, газу), води та розчинів солей.

Особливістю формування нафтогазоносності прогину є формування пасток різноманітного типу, що утворювались в умовах піщаних акумулятивних тіл (річкові виноси, дельтові тіла та морські пляжі), біогенних побудов (рифи, банки, біогерми, біоструми та атоли), котрі ускладнені літолого-тектонічними екранами.

Таке різноманіття пасток, ускладнює пошукові геологорозвідувальні роботи в прогинах та оцінку їх нафтогазоносності.

РОЗДІЛ 4
МЕТОДИКА ОЦІНКИ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ СРІБНЕНСЬКОГО ПРОГИНУ ЗА КОМПЛЕКСОМ СТАГД

Дослідження Срібненського прогину на нафтогазоносність цікавило з точки зору картувальних ознак розломно-блокової тектоніки, зон розущільнення та тріщинуватості до котрих приурочують нафтогазоносні об’єкти.

Нафтогазоносні структури досліджувались різними методами: геофізичними; структурно-геологічними; геохімічними; гідрологічними; аерокосмічними; морфометричним та ін. Комплекс цих методів дозволяє дослідити просторове положення структур, геолого-тектонічну позицію, глибинну будову, склад порід та їх петрофізичні особливості на основі яких створюється оцінка виявлених об’єктів на нафту і газ. Без залучення або використання мало витратних експресних методів, такі оцінки отримуються при геологорозвідувальних роботах (ГРР) яке потребує чималих фінансових надходжень. Впровадженням у практику ГРР нетрадиційних приповерхневих, експресних та мало витратних методів, підсилить та прискорить відкриття нових родовищ вуглеводнів.

В ІГН НАН України для оцінки вуглеводневого потенціалу перспективних структур вперше була запропонована комплексна експресна методика СТАГД, розроблена під керівництвом доктора геол. наук І.Д. Багрія [7]. Принципова схема наведена на рис. 4.1. Методика була використана при науково-методичному обґрунтуванні критеріїв перспективності нафтогазоносності Срібненського прогину. В основу цієї методики, а скоріш технології пошуків ВВ покладений досвід, вивчення нафтогазоносності різних структур та об’єктів як на суходолі, так і в акваторіях морів. Науково-методичні основи та особливості застосування як методики в цілому, так і окремих методів висвітлені в численних публікаціях [4,5,6], методика запатентована [2].

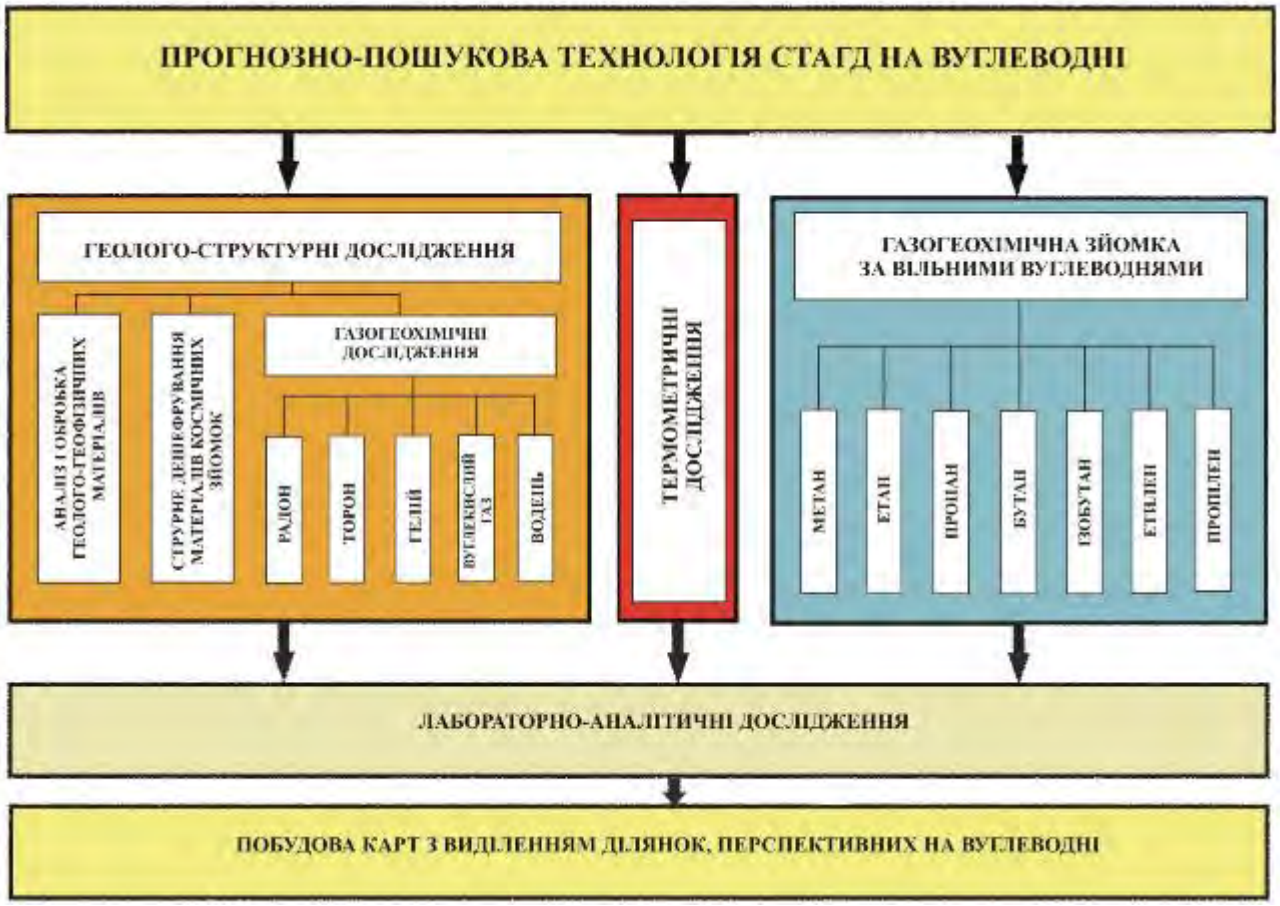


Рис. 4.1. Принципова схема структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД)

Впровадження комплексу методів СТАГД для вивчення нафтогазоносності структур базується на наступних положеннях:

1. Кожна структура має свої особливості як за будовою, так і за літологічним складом порід, розподілом структурних, тектонічних, атмогеохімічних, термометричних та інших показників, що фіксуються на денній поверхні за їх розподілом (Рис. 4.2.).

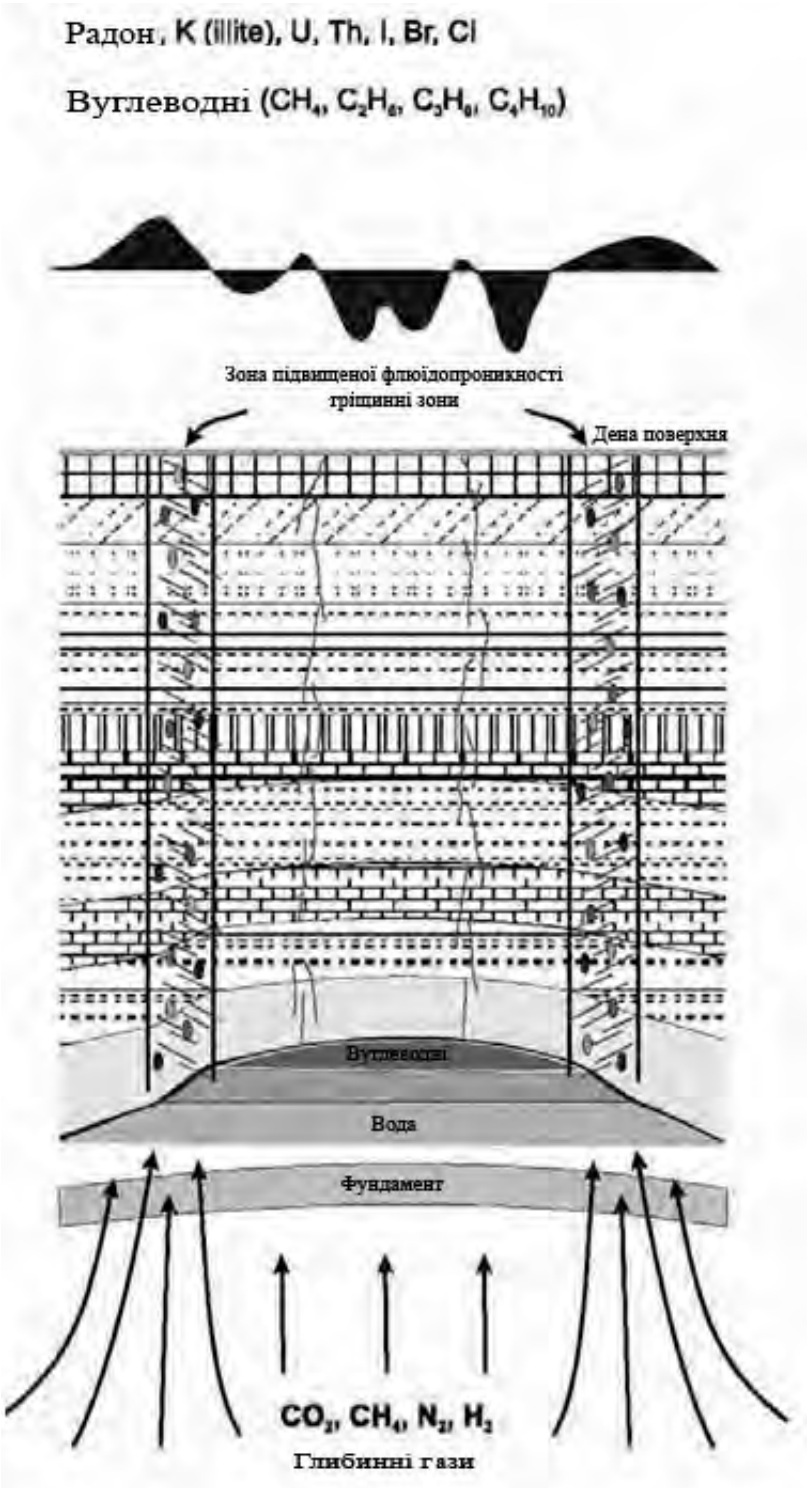


Рис. 4.2. Модель формування геохімічних аномалій над покладами нафти і газу (D.B. Sikka and R.B.K. Shives, 2002)

2. Геологічна будова та наявність тектонічних порушень 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 та атмогеохімічних полях, змінами еманаційних та

термометричних показників та процесів, які відображаються як у фундаменті, так і в осадовому чохлі (Рис. 4.3.).

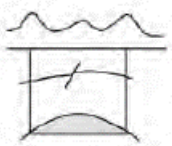
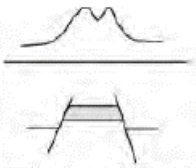
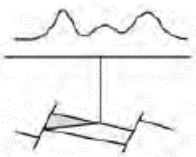
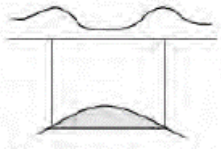
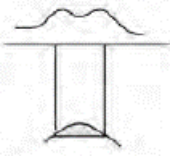
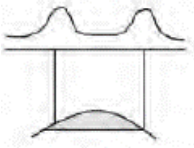
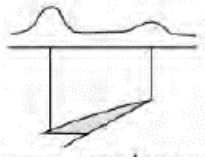
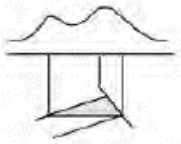
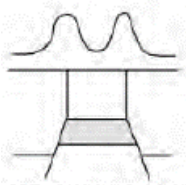
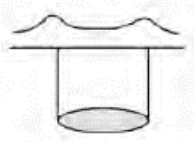
Залежності розподілу геохімічних аномалій від			
типів тектонічних порушень			
розміру покладу			
антиклінальний поклад			
літолого-стратиграфічний поклад			
тектонічно екранований з однієї сторони	поклад		
	горстовий поклад		
лінзовидний поклад			

Рис. 4.3. Класифікація геохімічних аномалій (за Wang Ping та Li Zhou do, 1996)

3. Для утворення пастки ВВ необхідні сприятливі умови для нагромадження нафти та газу. При міграції ВВ та супутніх газів до денної поверхні в процесі кругообігу вони проходять по проникних зонах, у верхній частині осадового чохла та ґрунтах відбуваються зміни геохімічних, хімічних, фізико-хімічних та фізичних

характеристик гірських порід, атмогеохімічних показників підґрунтового повітря, які можуть бути якісно і кількісно оцінені інструментальними методами на денній поверхні. Розподіли аномальних та фонових показників – критеріїв таких змін використовуються як індикатори покладів, що залягають на глибині, або сприятливих умов для формування скупчень ВВ.

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

Підготовчий етап передбачає збір, систематизацію та аналіз геолого-геофізичних 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 СТАГД, проводиться порівняльний аналіз з відомими покладами, об’єктами чи родовищами нафти та газу, подібними за позицією, віком утворення, комплексом характеристик та ознак.

Враховуючи теоретичну залежність структурно-просторового положення Срібненського прогину та умов формування в них пасток чи покладів ВВ від геодинамічного режиму, активність окремих тектонічних порушень, зон розущільнення та підвищеної проникності гірських порід різного рангу та генезису, головна увага приділяється структурно-тектонічним дослідженням. Розробляються уявлення, показники, моделі геологічних, структурно-стратиграфічних, геодинамічних умов формування потенційних покладів ВВ.

Умовно структурно-геологічні та інші дослідження підготовчого етапу можна розділити на два під етапи: регіональні дослідження району розташування структури і локальні дослідження безпосередньо структури.

Геолого-структурно-тектонічні дослідження передбачають: збір, систематизацію та переінтерпретацію матеріалів, що висвітлюють особливості

структурно-тектонічної будови та нафтогазоносності площі досліджень; створення комп'ютерних фактографічних і картографічних баз даних.

Дослідження вирішують наступні задачі: вивчення регіональної структурно-тектонічної будови і просторового розташування площ, де планується проведення СТАГД, складається комплект карт, що висвітлює регіональне положення ділянки робіт; вивчення особливостей структурно-тектонічної будови та характеристик конкретних об'єктів СТАГД, 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 матеріалів космічних знімків (МКЗ). При регіональних та локальних дослідженнях аналізуються дешифрування та інтерпретації МКЗ. Метою робіт є виявлення неотектонічно активних порушень, а також структур новітньої активізації які є проявами порушень та зон підвищеної тріщинуватості котрі виражені через лініаменти або кільцеві структури (КС). На основі їх закономірного зв'язку з типами сучасних структур і формами рельєфу виконується оцінка просторового зіставлення результатів структурно-тектонічних досліджень з даними дешифрування МКЗ для картування зон підвищеної тріщинуватості які у свою чергу можуть бути каналами або шляхами міграції флюїдів.

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. Розрахунок мережі ПС виконується в картографічній програмі MapInfo і виноситься на топографічну основу. Координати проектних ПС вводяться в GPS-навігатор, що в польових умовах забезпечує вихід дослідників на ПС.

Польові дослідження проводились в площинному та профільному варіанті.

На кожному ПС виконується, згідно технології проведення та відбору проб, шнекове буріння шпуру глибиною 0,9-1,0 м., відбір проби підґрунтового повітря у віали, вимірювання концентрації радону і торону за допомогою модернізованого приладу NC-418, зняття з приладу термозонда значень температури порід на глибині 1м.

Польові дослідження відзначаються узгодженим комплексуванням методів і полягають в тому, що всі види інструментальних вимірів, відбір проб газу для проведення лабораторно-аналітичних досліджень виконуються на одному й тому ж ПС. Вихід на пункт спостереження здійснюється за допомогою GPS-навігатора, у випадку коли ПС знаходиться в зоні неможливості виконання дослідження – координати коригуються у GPS-навігаторі.

Термометричні дослідження виконуються з метою вивчення характеру розподілу температурного поля в межах досліджуваної території та встановлення локальних аномальних ділянок як індикаторів можливих покладів ВВ, розломних структур, флюїдопроникних зон. У цілому характер температурного поля пов’язаний з особливостями блокової будови території досліджень.

Вимір температури виконується після відбору проби підґрунтового повітря газогеохімічної зйомки, проведення еманаційних досліджень. За час відбору проб повітря та виконання еманаційних досліджень встановлюється температурний режим підґрунтового шару порід. Після закінчення відбору газових проб вимірюються

показники температури. Добові відхилення корегуються спеціальним термозондом безперервної дії.

Еманаційні дослідження виконуються з метою виявлення геодинамічно стабільних блоків, зон підвищеної флюїдопроникності, де можливе утворення пасток із скупченнями ВВ та формування покладів нафти і газу. Геодинамічно стабільний блок забезпечує збереження покладу від міграції та деградації ВВ.

Вимірювання об'ємної активності радону і торону виконуються з однієї проби підґрунтового повітря за допомогою альфа-аналізатора. Методика еманаційних досліджень СТАГД, процеси, що забезпечують підготовку відповідних приладів та достовірне вимірювання концентрацій газів детально викладені в опублікованих роботах [27, 40].

Газогеохімічні (атмогеохімічні) дослідження мають на меті одержання інформації відповідно до, флюїдопроникності ділянки досліджень за результатами визначення вмісту газів у підґрунтовому повітрі (вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів).

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

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

Вуглекислий газ (CO_2) – вказує на протікання окисних процесів і найбільш проникних ділянок з підвищеною флюїдопроникністю.

Гелій (He) – наявність аномалії вказують на винятково глибинну природу (ВВ) за рахунок висхідних флюїдомасопотоків.

Водень (H_2) – найчастіше фіксується в порушеннях типу скид, у насувах відсутній.

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 розріз гірських порід до денної поверхні.

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 та атмосферному повітрі, верхній частині геологічного розрізу гірських порід, ґрунтових водах та інших середовищах. У поверхневих шарах перехід газів, що мігрують в атмосферу, пов’язаний з процесами газообміну між ґрунтовим та підґрунтовим повітрям. При віддаленні від джерела газів їх концентрація в приповерхневих шарах поступово зменшується.

Методика відбору проб детально висвітлена в роботах І.Д. Багрія і колег [4, 6, 33].

Лабораторно-аналітичні дослідження виконувались в лабораторних умовах відділу геоекології та пошукових досліджень Інституту геологічних наук НАН України. В процесі досліджень проводять визначення концентрацій газів у пробах, відібраних під час польових робіт: вуглекислого газу, гелію, водню, метану та його гомологів. Вирішення цих завдань забезпечується сучасним хроматографічним комплексом, а також аналітичним комп’ютерним комплексом.

Перед початком інструментальних вимірювань, виконується калібрування хроматографів за допомогою паспортизованих газових сумішей, виготовлених Українським державним центром стандартизації та метрології.

Обробка та інтерпретація даних СТАГД 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 СТАГД. Обчислення проводиться за загально визначеними формулами з використанням програми Excel пакета Microsoft Office;

– виконання картографічних побудов (за результатами математично-статистичної обробки), які характеризують площинне розміщення виявлених аномалій (термометричних, еманаційних, газогеохімічних) і фонових полів та можуть бути підґрунтям для відповідних висновків, прогнозів, рекомендацій;

– зіставлення результатів попередніх етапів (структурно-тектонічних, дешифрування МКЗ) з картографічним відображенням результатів польових і лабораторних досліджень;

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

Перевірка даних на коректність. Отримані польові та лабораторні дані підлягають перевірці:

– газові проби на наявність «ураганних» значень і їх повторного аналізу;

– еманаційні дослідження перевіряються на від'ємні значення, отримані при розрахунку концентрацій радону або торону при 3-хвилинній експозиції за формулами М.І. Пруткіна, В.Л. Шашкіна і внесення правки;

– температурний показник на значно низькі або високі значення, перевірка впливу добового дрейфу температури.

Математично-статистична обробка даних польових та лабораторних досліджень визначаються наступні показники:

– $C_{ф}(\bar{x})$ – геохімічний фон;

– S – стандартне відхилення;

– $C_{ма}$ – нижній рівень мінімально-аномальних значень (вище фонових) $C_{та} \geq C_{ф} + 0{,}5S$;

– $C_{а}$ – нижній рівень границі аномальних значень – $C_{а} \geq C_{ф} + 1{,}5S$;

– $C_{зs}$ – рівень явно аномальних значень – $C_{зs} \geq C_{ф} + 3S$;

З метою визначення місцевого геохімічного фону використовується процедура:

1. Визначення середньо арифметичного і стандартного відхилення для «генеральної сукупності» показника.
2. «Чистка» вибірки – вилучення значень, що перевищують середнє+3S (тобто вважаються аномальними).
3. Визначення «уточненого» середньо арифметичного й стандартного відхилення.
4. У випадку, якщо залишились аномальні значення, повторюється цикл з процедури 2.

Відповідно змінюється (зменшується) середнє і стандартне відхилення. А це, в свою чергу, впливає на площовий розподіл аномальних точок та висновки, що робляться при картуванні та інтерпретації цього розподілу.

Зважаючи на особливості газового середовища, що вивчаються методами СТАГД (нестабільний стан, динамічність, можливі різкі зміни характеристик і показників у просторі та часі, залежність від ландшафтно-кліматичних та кліматичних умов тощо), вибір методичних прийомів статистичної обробки даних має визначальне значення. Варто зазначити, що при визначенні мінімально-аномальних концентрацій показників газового середовища дослідник може припуститися похибки двох видів:

1) віднести до аномальної площу, ділянку, яка характеризується фоновим вмістом компонента (газу);

2) віднести до фонової площу, ділянку з аномальним вмістом компонента.

Всі показники підлягають статистичній обробці даних, яка виконується за методикою, викладеною вище, з визначенням фонових та мінімально-аномальних значень.

Була розроблена методика математично-статистичного аналізу результатів СТАГД та встановлена оптимальна схема її реалізації (Рис. 4.4).

Кореляційний аналіз – статистична залежність між випадковими величинами, що носить імовірнісний характер [39].

При реалізації кореляційного аналізу визначаються коефіцієнти парної кореляції та проводиться аналіз їх значень на наявність, напрямок та тісноту лінійного

зв’язку між досліджуваними параметрами. Якщо коефіцієнт парної кореляції дорівнює +1 або -1, кореляційний зв’язок являє собою лінійну функціональну залежність, при цьому всі спостережені значення розташовуються на прямій. При рівності коефіцієнта кореляції нулю, лінійний кореляційний зв’язок відсутній та кореляційне поле є кругом.

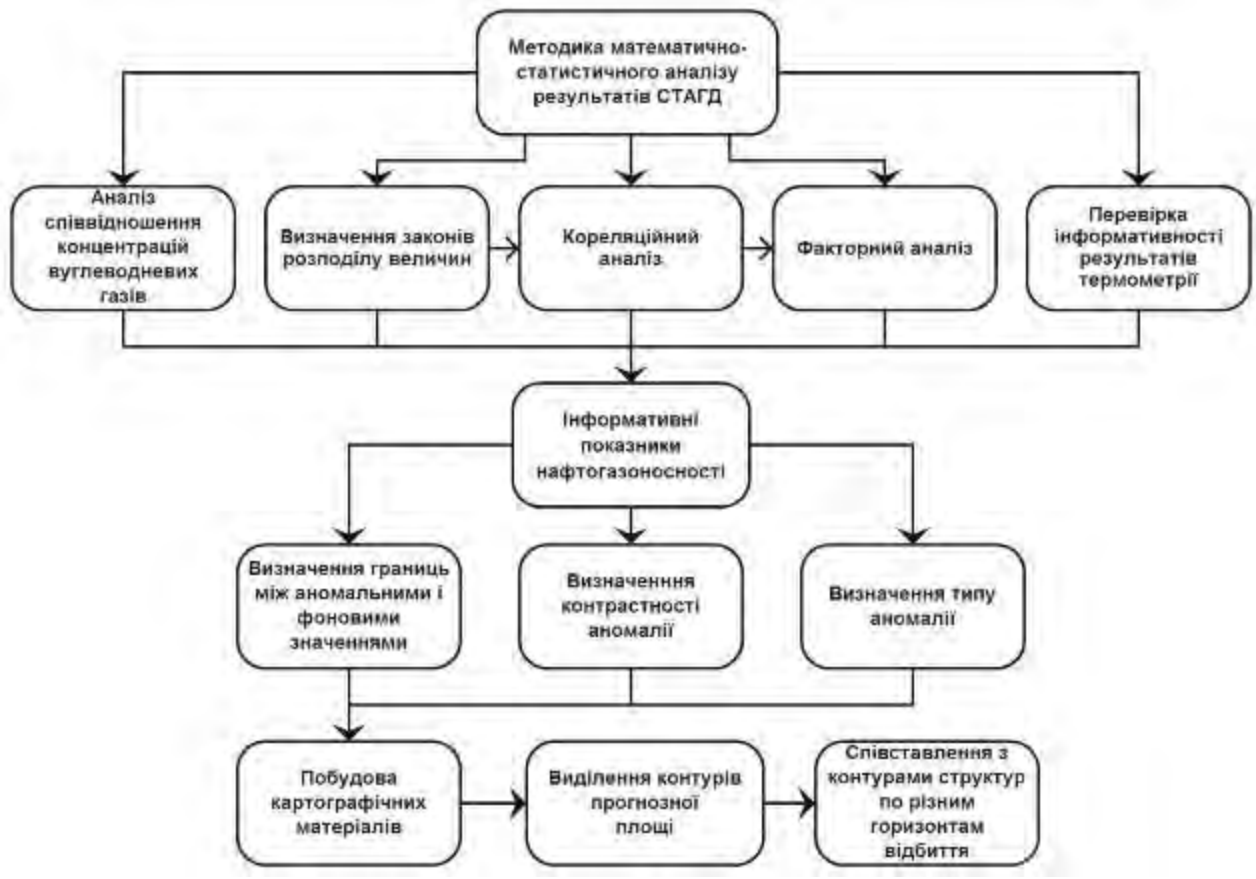


Рис. 4.4. Принципова схема реалізації методики математично-статистичного аналізу результатів СТАГД.

У процесі кореляційного аналізу завжди виникає важлива практична задача – перевірка значущості вибіркового коефіцієнта кореляції. Вибір рівня значущості для похибки першого роду має достатньо довільний характер [24]. Імовірність похибки визначається через похибку першого роду, яка позначається через *a.* Наявність значущості коефіцієнтів визначається шляхом порівняння отриманих значень з

критичними табличними значеннями [60] з врахуванням похибки рівня значущості та розмірності вибірки.

Результати статистичної обробки рядів споріднених даних та вивчення міри їх корелятивності дозволяють перейти до розробки інтегральних коефіцієнтів.

Інтегральні коефіцієнти полягають у поєднанні рядів значень незалежних між собою показників в єдиний комплексний. Фактичні дані при цьому інтегруються, зводяться засобами нормування до безрозмірного вигляду та до єдиної шкали значень, яка може бути використана для оцінки особливостей розподілу вуглеводневих газів та місць їх максимальних скупчень. Використання комплексних показників дозволяє перейти до узагальнень більш високого рівня порівняно з результатами окремих, навіть достатньо інформативних методів.

З метою визначення геодинамічної активності об'єкту досліджень застосовується інтегральний коефіцієнт (Кі) (4.1).

$$Ki = \frac{\left(\frac{C_{Rn}}{C_{\phi Rn}} + \frac{C_{Tn}}{C_{\phi Tn}} + \frac{C_{CO_2}}{C_{\phi CO_2}} \right)}{3}, \qquad (4.1)$$

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 (С*вв*) (етан, пропан, ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан, етилен, пропілен) (4.2):

$$Cвв = \sum C_{i(C_2-C_6)}, \qquad (4.2)$$

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 С*вв* (за допомогою картографічних моделей) дозволяє районувати територію, щодо можливих шляхів міграції і накопичення ВВ.

Виконання картографічних побудов. За отриманими показниками при проведенні польових і лабораторних досліджень виконується побудова карт.

За результатами математично-статистичної обробки вирахувано рівні, по яких побудовано карти розподілу показників СТАГД. При побудові карт відображається не інтервальна шкала, а розрахована, для рівнів якої використовується стандартне відхилення і визначене середнє (Рис. 4.5).

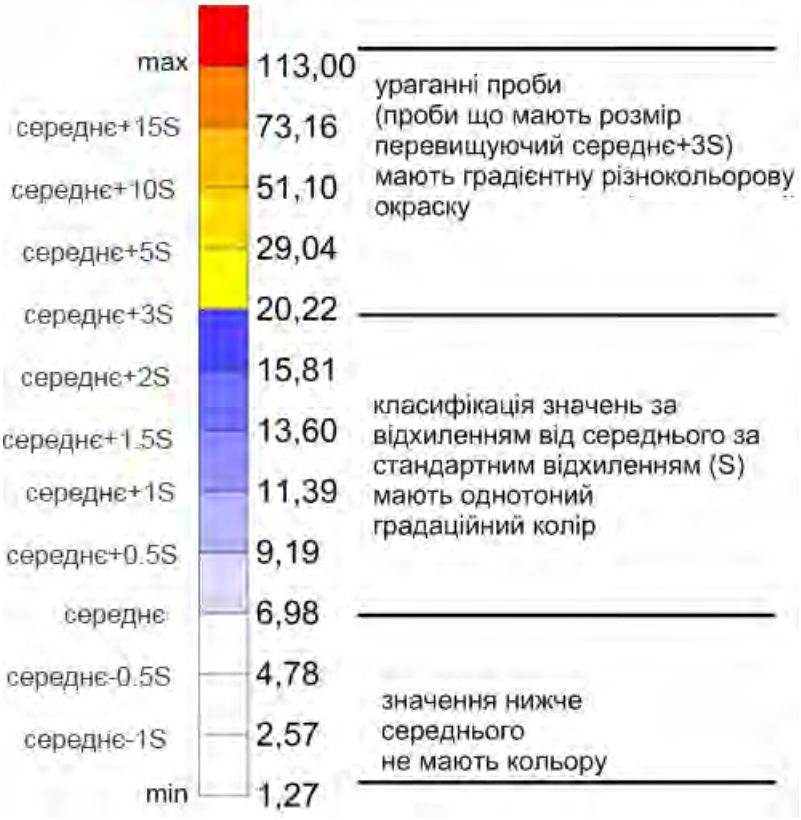


Рис. 4.5. Шкала показника

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

Для карт від «*середнє*» до «*середнє+3S*» використовується градієнтне фарбування від світлих тонів («*середнє*» «*середнє+0.5S*») до насичених (високі

значення показника («*середнє+3S*»), значення нижче середнього не зафарбовуються. Значення від «*середнє+3S*» до «*max*» (максимально визначеного значення показника) мають градієнтний колір, який змінюється від жовтого до червоного.

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

Завдяки такому підходу при побудові карт при проведенні аналізу відразу з'ясовуються місця, де показник має аномальні, вище фонових, нижче фонових значення і до якого рівня відноситься показник в ПС.

При аналізі карт звертається увага на те, до якого інтервалу потрапляє ПС, а не саме значення.

З метою узагальнення матеріалів й даних, одержаних на всіх етапах досліджень, а також їх просторової оцінки в світлі поставлених задач СТАГД, пошуків кореляційних і просторових, генетичних зв'язків між окремими факторами, ознаками, показниками складається комплект спеціальних карт і схем: карт фактів (розташування ПС СТАГД, св., пробурених різними організаціями тощо), схем результатів дешифрування та інтерпретації матеріалів аерокосмічних зйомок, термометричних, атмогеохімічних та ін. При підготовці блоку картографічних матеріалів рекомендується дотримуватись певної послідовності: спочатку складаються параметричні карти, на яких відображається інформація, щодо одного з визначених показників (температура підґрунтового шару порід, вміст радону тощо); потім складаються карти, які можуть іменуватись як аналітичні і дозволяють аналізувати особливості розподілу декількох споріднених показників (наприклад, радону, торону, гелію, водню). В якості картографічної основи для побудови та аналізу карт використовуються топографічні, структурні, тектонічні, геофізичні карти, схеми дешифрування та інтерпретації матеріалів аерокосмічних зйомок та ін.

З метою підвищення інформативності картографічних матеріалів та обґрунтованості відповідних висновків складаються узагальнюючі карти методом суперпозиції, тобто суміщення карт з різними показниками (наприклад, карт аномальних та фонових полів показників температури, карт інтегральних показників

еманаційного поля, газогеохімічних карт, структурних карт та карт результатів дешифрування МКЗ).

Для підвищення успіху **оцінки перспективності ділянок** сучасні методи пошуку вуглеводнів повинні включати в себе інтегрований, багатофакторний підхід. Хоча інтерпретація даних може бути складною, дана модель має забезпечувати основу для розуміння ролі різних геохімічних показників і може бути використана для посилення традиційних, переважно геофізичних методів пошуків вуглеводнів на основі наступних критеріїв (індикаторів).

Структурно-тектонічний індикатор використовується для районування території за структурно-тектонічними, структурними, розломно-блоковими умовами формування та збереження скупчень ВВ й 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 співпадіння.

Температурний індикатор тісно пов'язаний з особливостями блокової будови об'єктів досліджень. Температурні максимуми характерні для найменш порушених (за даними сейсморозвідки та результатами дешифрування МКЗ) тектонічних блоків, а також з меншою флюїдопроникністю.

Еманаційний індикатор є важливим показником геодинамічної активності території досліджень і картувальною ознакою тектонічно напружених зон (вертикальних та горизонтальних рухів, розущільнення, тріщинуватості тощо). Осадові відклади є геологічними трансформаторами полів напружень корінного масиву, а тектонічні порушення є місцем їх розвантаження і характеризуються аномаліями радону та торону, є ознакою зон геодинамічної активності (новітньої та сучасної) [35, 48].

Еманаційні аномалії переважно фіксуються в місцях перетину виявлених різними методами зон розривних порушень, що обмежують тектонічні блоки і можуть бути каналами розвантаження газових потоків. Фонові поля еманаційних показників навпаки свідчать про порівняно геодинамічну стабільність блоків та структур, потенційно «герметичних», і тому сприятливих для формування та збереження скупчень ВВ.

Газові індикатори (вуглекислий газ, гелій, водень) пов'язані з проникними ділянками порушень і свідчать про їх глибинну природу.

Аномалії вуглекислого газу можуть вказувати на розривні порушення з підвищеною флюїдопроникністю. За рахунок дифузії і фільтрації підвищені концентрації вуглекислого газу можуть спостерігатися на денній поверхні, особливо в зонах підвищеної тріщинуватості.

Аномалії гелію у підґрунтовому повітрі пояснюються винятково глибинною природою радіогенного гелію. В приповерхневих умовах аномалії гелію можуть формуватись за рахунок висхідних флюїдомасопотоків по зонах розущільнення гірських порід.

Інтерпретація аномалій водню неоднозначна. Більшість дослідників вважає, що водень є показником глибинності розломів [35]. У зонах стиснення (насувах) цей газ відсутній. Деякі фахівці розглядають підвищення потоків водню як показник руйнування покладів ВВ. Незважаючи на розбіжності в інтерпретації аномалій водню, показники його вмісту можуть бути використані для трасування розломів глибинного закладення та підвищеної проникності.

Вуглеводневий індикатор є показником для районування території досліджень щодо перспектив на пошуки покладів ВВ.

Теоретичною основою є уявлення про безперервну вертикальну (дифузійну та фільтраційну) міграцію вуглеводневих газів від покладу або потенційної пастки ВВ до денної поверхні Землі [7]. При оцінці перспектив площі чи об'єкта досліджень рекомендується віддавати перевагу особливостям прояву аномалій легких і 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 потоків зон підвищеної геодинамічної активності та проникності. Найбільш інтенсивні 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.

При проведенні газогеохімічних досліджень за ВВ встановлено, що аномалії метану іноді просторово відірвані від аномальних полів його гомологів. Здебільшого метан є основним компонентом у складі газових аномалій, але він може мати і біогеохімічне походження при окисненні органічних залишків. Тому, показники вмісту метану не можуть розглядатися окремо як надійний газовуглеводневий індикатор при прогнозних оцінках і його інтерпретація повинна виконуватись у комплексі з його гомологами, а аномалії доцільно виділяти та вивчати за сумою гомологів метану.

Обґрунтована інтерпретація аномальних і фонових полів показників СТАГД може бути залучена при комплексному аналізі структурно-тектонічних, термометричних, еманаційних, газових і вуглеводневих індикаторів та наявній інформації про нафтогазоносність території досліджень.

Оцінка перспективності об’єктів на пошуки покладів ВВ в межах Срібненського прогину за методикою СТАГД визначалась головним чином через характер розподілу аномальних та фонових значень окремих та інтегральних показників з урахуванням вивченості, структурно-тектонічних особливостей та оцінки нафтогазоносності структур.

Вирішення цієї задачі виходить із наступних уявлень:

− визначення особливостей та характеру прояву покладів ВВ у приповерхневих температурних, еманаційних та газових полях:

– відсутність у межах площі досліджень аномальних значень гомологів метану (відсутність розвантаження ВВ);

– наявність аномалій гомологів метану по периферії перспективних (фонових) ділянок (наявність розвантаження ВВ, що свідчить про існування тривалого підтоку ВВ);

– відсутність аномальних значень еманаційних показників (геодинамічно пасивні площі) і вуглекислого газу (відсутня зона окиснення ВВ);

– проявів зон сповзання і руйнації в газових полях як зон розтягнення;

− науково-методичних розробок, результатів багаторічних досліджень за технологією СТАГД.

За розробленими індикаторами (критеріями) будуються прогностичні карти, де виділяються прогнозні ділянки та надаються рекомендації щодо їх подальшого вивчення різними методами і проведення пошукових робіт на ВВ.

У межах Срібненського прогину та його обрамлення проводились дослідження за методикою СТАГД на: Квітневій, Пд. Тростянецько - Довгалівській, Пн. Гнідинцівській, Пн. Озерянській, Самойлівській нафтогазоперспективних ділянках та в профільному варіанті досліджень однойменного прогину. Результати впровадження приповерхневих методів викладено автором у публікаціях [16, 19-21].

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 4

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

Структури відіграють вирішальну роль у наявності та формі спостережуваних поверхневих геофізичних та геохімічних аномалій, пов'язаних з покладами вуглеводнів. Розломи та тріщини забезпечують шляхи міграції сполук: газів, вуглеводнів (нафти, газу), води та розчинів солей. Їх концентрація утворює різноманітні типи та форми аномалій котрі підпорядковані локальним геологічним умовам.

РОЗДІЛ 5
ПРОГНОЗУВАННЯ ПЕРСПЕКТИВНИХ ДІЛЯНОК ЗА КОМПЛЕКСОМ СТАГД

5.1 Обґрунтування вибору ділянок проведення СТАГД

Темою дисертаційної роботи є «Особливості формування та прогнозування нафтогазоносності Срібненського прогину комплексом структурно-термо-атмо-газогідрогеохімічних досліджень».

Основною метою дослідження є удосконалення геолого-структурно-термо-атмогеохімічної методики прогнозування нафтогазоносності Срібненського прогину.

При виборі об’єктів дослідження ми керувались, в першу чергу: особливостями методичного виконання СТАГД; загальною оцінко нафтогазоносності та геолого-геофізичного матеріалу в межах Срібненського прогину.

З метою виконання поставленого завдання були обрані структури, котрі входять до Фонду нафтогазоперспективних структур та на які запроектовано проведення структурно-термо-атмогеохімічні дослідженя в межах Срібненського прогину та його схилів які ґрунтувались на наступних засадах:

1. Найбільш перспективними об’єктами для проведення приповерхневих геохімічних досліджень з метою прогнозування нафтогазоносності, на наш погляд, були структури: Квітнева, Довгалівська - Пд. Тростянецька, Пн. Озерянська, Самойлівська та Пн. Гнідинцівська. Вони підсилюються порівняльними геологічними аналогіями з відкритими родовищами ВВ (Гнідинцівське, Озерянське та Тростянецьке), розташованих поблизу структур.
2. В ході аналізу сучасного та доступного матеріалу були визначені місця закладання пунктів спостереження над структурами.
3. З метою дослідження можливості картування глибинних дорифтових розломів, з котрими дослідники (В.К. Гавриш, М.І. Євдощук, В.П. Стрижак, В.В. Гладун та ін.) генетично та просторово пов’язують розташування

родовищ нафти та газу, були проведені профільні дослідження через весь Срібненський прогин вздовж регіональних сейсмічних профілів.

5.2 Регіональні дослідження

В регіональні дослідження увійшли структурно-неотектонічне дешифрування матеріалів космічних зйомок та СТАГД в профільному варіанті.

Результати регіонального дешифрування космічних знімків

Для складання схеми дешифрування були використані космічні знімки КАТЕ-200, Landsat TM та Landsat ETM (див. рис. 2.4). Основними структурними елементами, які дешифруються в межах ділянок є локальні лінеаменти і кільцеві структури. Лінеаменти та кільцеві структури добре виражені в сучасному рельєфі через глибокі ерозійні форми та фрагменти долин річок.

Об’єкт дослідження розташований в центральній частині Пирятинського осьового рифейського грабену склепіневого підняття. Він перетинає Пирятинське склепіневе підняття I порядку глибинного закладання (Рис. 5.1) овальної форми, концентричної будови яке охоплює алювіальні рівнини надзаплавних терас Дніпра та ярусні рівнини Полтавського плато, а дугові елементи кільцевої структури фрагментарно співпадають з межами геоморфологічних рівнів та з долинами р. Десна, Сейм, Дніпро, Таминь, Хорол, Ромен [22]. Його геологічна інтерпретація як пізньопротерозойского склепінного підняття, що визначило утворення і розвиток палеорифту, цілком узгоджується із сучасними представленнями В.Б. Соллогуба, А.В. Чекунова, Б.П. Кабишева, В.К. Гавриша [14, 25] про геотектонічний розвиток ДДЗ.

Срібненський прогин перетинають також крайові лініаменти трансрегіональних ЛЗ – X (північно-західного напрямку) та XVI (північно-східного напрямку) (Рис. 5.2).

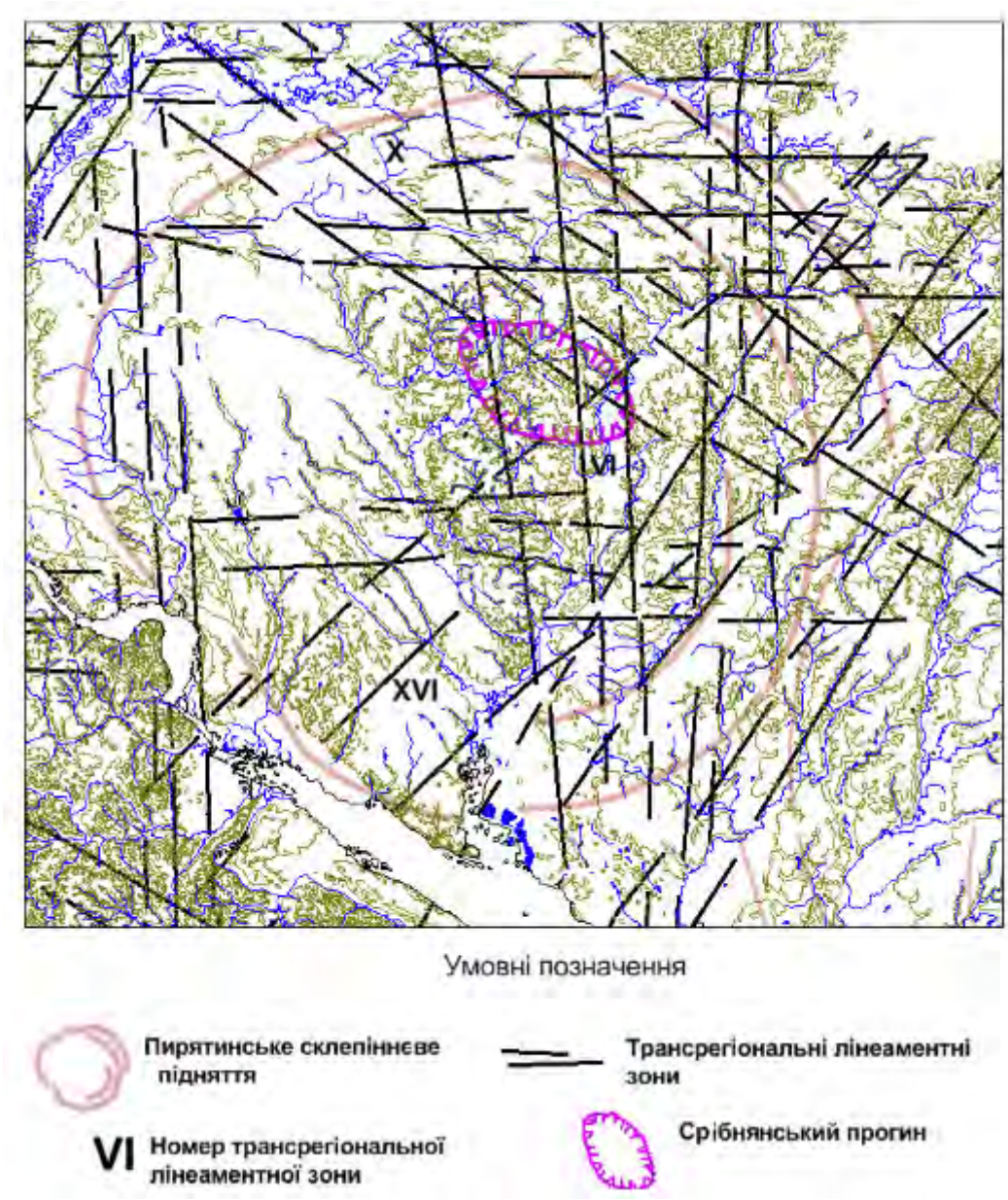


Рис. 5.1. Схема відображення Срібненського прогину на фрагменті «Карта линейных и кольцевых структур Украинской ССР», Николаєнко Б.А. 1989 г. (за О.О. Янцевичем, 2017 р.)

В межах ділянки досліджень за результатами дешифрування МКЗ виділяються 9 локальних ЛЗ (Рис. 5.2). [28]

ЛЗ 1, 2, 3 мають субмерідіональне простягання і є складовими трансрегіональної лініаментної зони VI.

ЛЗ 1 – простежена довжина – 38 км, ширина – 3 км. Добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональний відрізок долини р. Олава та субмеридіональні відрізки долин притоків.

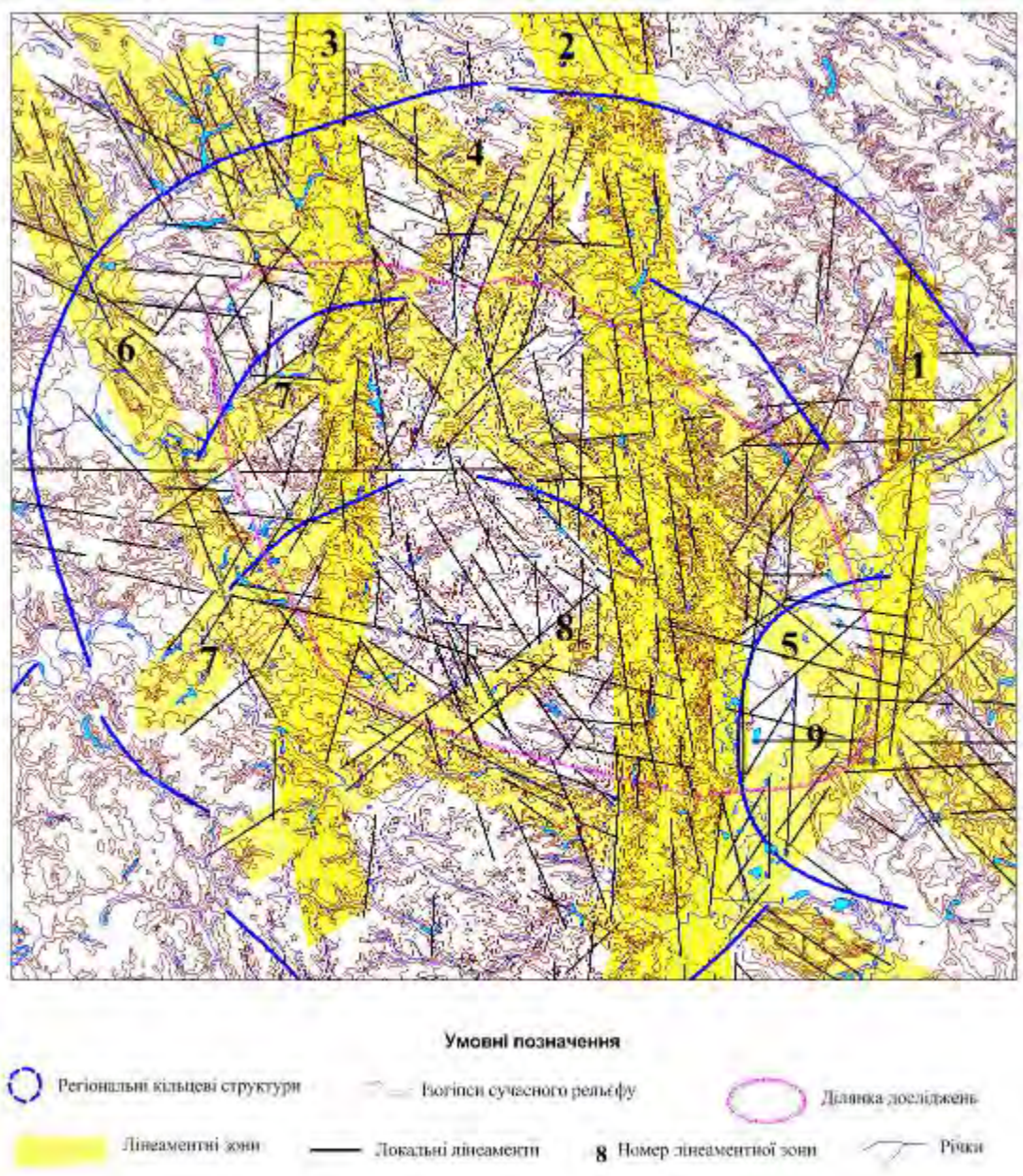


Рис. 5.2. Зведена схема дешифрування космознімків Срібненського прогину

ЛЗ 2 – простежена довжина – 95 км, ширина від 6 до 12 км. Добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональні відрізки долин рік Сула, Сулиця, Ромен та субмеридіональні відрізки долин притоків. З зоною співпадають два субпаралельні внутрішньоблокових розлома [17]. У південній частині зона співпадає з регіональним

мантійним скидом, а по всій простеженій довжині з локальними розривними порушеннями [27, 53].

ЛЗ 3 – простежена довжина - 69 км, ширина - 3,6 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональні відрізки притоків рік Удай та Суха Лохвиця. ЛЗ співпадає з потужними градієнтами, що обмежують регіональний гравітаційним максимумом сили тяжіння та Лохвицьку магнітну аномалію. У північній частині з ЛЗ співпадають два субпаралельні внутрішньоблокових розломи [17]. По всій простеженій довжині з ЛЗ співпадають протяжні локальні розривні порушення, активізація яких простежена у протерозої, карбоні та пермі [27].

ЛЗ 4, 5, 6 мають північно-західне простягання. ЛЗ 4 та 5 є складовими трансрегіональної лініаментної зони X [28].

ЛЗ 4 - простежена довжина - 80 км, ширина - 3,5 км. Добре виражена у сучасному рельєфі через північно-західного простягання відрізки долин рік Хорол, Детюковка та Локня. Вона фрагментарно виражена у гравітаційному та магнітному полі. По всій довжині ЛЗ співпадає з розривними порушеннями різного рангу на тектонічних картах [27]. Вона також з протяжними розривами виділеними за сейсмічними даними [Шандренко Л.В. 1989, 56].

ЛЗ 5 - простежена довжина - 117 км, ширина від 3 до 5,5 км. ЛЗ добре виражена у сучасному рельєфі через північно-західні відрізки притоків рік Сула, Хорол та Смош. ЛЗ фрагментарно виражена у гравітаційному полі, у магнітному полі її положення співпадає з потужним градієнтом що обмежує Лохвицьку магнітну аномалію. По всій довжині ЛЗ співпадає з розривними порушеннями різного рангу визначених на тектонічних картах [56], а також з протяжними розривами виділеними за сейсмічними даними.

ЛЗ 6 - простежена довжина - 117,3 км, ширина від 3,5 до 5 км. Вона добре виражена у сучасному рельєфі через північно-західні відрізки притоків рік Сула, Удай та Лохвиця. ЛЗ співпадає з потужними градієнтами що обмежують регіональний гравітаційним максимумом сили тяжіння та Лохвицьку магнітну аномалію.

ЛЗ 7, 8, 9 мають північно-східне простягання. ЛЗ 8 та 9 є складовими трансрегіональної лініаментної зони XVI [28].

ЛЗ **7** в межах ділянки досліджень розділяється на дві гілки. Простежена довжина - 55 км, ширина окремих гілок 3,2 та 5,7 км. Вона добре виражена у сучасному рельєфі через північно-східні відрізки притоків рік Удай та Лисогор. Зона фрагментарно виражена у магнітному полі. Східна гілка співпадає з лініаментами та локальними розривними порушеннями на тектонічних картах [27], а також з протяжними розривами виділеними за сейсмічними даними [56].

ЛЗ 8 – простежена довжина - 78 км, ширина коливається від 3,5 до 5 км. Вона добре виражена у сучасному рельєфі через північно-східні відрізки долин рік Многа, Сула, Суха Лохвиця. ЛЗ співпадає з лініаментами на тектонічних картах [27], а також з протяжними розривами виділеними за сейсмічними даними [56]

ЛЗ 9 – простежена довжина 62 км, ширина 3-6 км. Вона добре виражена у сучасному рельєфі через північно-східні відрізки долин рік Сула, Суха Лохвиця. ЛЗ фрагментарно виражена у магнітному полі. Її положення співпадає з внутрішньоблоковим розломом [17] та регіональним, мантійного закладення скидом [27], а також з протяжними розривами виділеними за сейсмічними даними [56].

Результати регіональних профільних СТАГД

У відділі геоекології та пошукових досліджень ІГН НАН України на протязі багатьох років виконуються дослідження з оцінки перспектив нафтогазоносності структур і зон з використанням комплексу приповерхневих експресних методів СТАГД (структурно-термо-атмогеохімічних досліджень). Ефективність впровадження СТАГД доведена на різних етапах пошукових та геологорозвідувальних робіт на території України – як на суші, так і в акваторії Чорного та Азовського морів [6].

В 2015-2017 рр. з метою оцінки нафтогазоперспективності Срібненського прогину Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) був використаний комплекс методів СТАГД.

Встановлений просторовий і генетичний зв'язок родовищ з тектонічними зонами глибинного закладення. У межах Срібненського прогину геолого-геофізичними методами встановлені регіональні глибинні розломи в структурі фундаменту (дорифейські розломи): Інгулецько-Брянський, Смілівсько-Холмський – субмеридіональні та Овруцько-Лебединський – широтний (див. Рис. 2.9.) [2, 3, 5]. З цим розломом просторово і генетично пов'язують значну кількість родовищ вуглеводнів [44]. Зокрема з зоною Інгулецько-Брянським розломом пов'язано 17 родовищ (в межах Срібненського прогину та його обрамлення – 5 родовищ), з зоною Овруцько-Лебединського – 4 родовищ (в межах Срібненського прогину та його обрамлення – 1 родовища) [44]. Не безпідставно обґрунтовується питання щодо впливу геотектонічного розвитку та нафтогазоність структур і районів ДДЗ.

В даному розділі наведено практичні результати польових досліджень. При камеральних досліджень проходить зіставлення структурно-тектонічної моделі на основі даних геологорозвідувальних робіт з розподілами показників СТАГД, отриманих при проведені польових робіт. Кожна ділянка або об'єкт дослідження є унікальним та потребує власних критеріїв визначення оцінки перспективності для подальшого освоєння застосовуючи як додатковий метод СТАГД.

Одночасно, одним із завданням, поставлених перед профільними дослідженнями було картування регіональних тектонічних зон та виявлення в них

аномальних ділянок, які могли б розцінюватись як об’єкти формування покладів вуглеводнів.

Проведено дослідження по чотирьом профілям на яких виконано загалом 70 пунктів спостереження, а загальна протяжність складає – 138 км.

При профільних польових дослідженнях було виконано зйомку чотирьох профілів загальною протяжністю – 138 км, та пунктів спостережень – 70.

На кожному ПС виконано відбір проб за методикою СТАГД та виконаний аналіз їх вмісту за показниками: радон (Rn, Бк/дм^3), торон (Tn, Бк/дм^3), водень (H_2, n*10^{-3}), гелій (He, n*10^{-3}), вуглекислий газ (CO_2, об.%); та метан (CH_4, 10^{-5} об.%) з його гомологами (етану (C_2H_6, 10^{-6} об.%); пропану (C_3H_8, 10^{-6} об.%); ізо-бутану (iC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); бутану (nC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); ізо-пентану (iC_5H_{12}, 10^{-6} об.%); пентану (C_5H_{12}, 10^{-6} об.%); гексану (C_6H_{14}, 10^{-6} об.%); ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4, 10^{-6} об.%); пропілену (C_3H_6, 10^{-6} об.%). Профілі відпрацьовувались одночасно.

Профіль І-І

Профіль проходить через північну частину Срібненського прогину з південного-заходу на північний-схід. Довжина профілю – 38800 м. Для побудови використано дані профільної зйомки. Кількість ПС використаних при побудові – 21,середня відстань між ПС – 8 км.

Профіль виконано з північного-сходу на південний-захід за лінією регіонального профілю (РП) методом спільної глибинної точки (МСГТ) Пирятин – Талалаївка, котрий повністю перетинає Дніпровсько-Донецьку западину, та проходить через північно-західну частину Срібненської депресії. Розподіл показників атмогеохімічних досліджень виконаний на фрагменті геологічного профілю Пирятин – Талалаївка із яким зіставляється розподіл показників СТАГД [50].

Опис аномалій виконується з північного-сходу на південний-захід

За розподілом температурного значення (Рис.5.3.) не перевищують середнє+3S, профіль дослідження можна поділити на три частини: перша включає ПС А01-А05, що приурочена до початку профілю в ПС А01-А02, просторово збігається з Талалаївським газоконденсатним (ГК) родовищем й співпадає з однойменного виступу у фундаменті, показник поступово зростає; друга включає ПС А06-А11

набуває стрімкого зростання починаючи з ПС А05 та коливається в межах середнє+3S. Просторово збігається з східним схилом Срібненського прогину. Підвищені значення приурочені до північно-східного моноклінального схилу прогину, яка відділена від наступної та попередньої фоновими значеннями (пониженими значеннями); третя включає ПС А12-А18 просторово збігається з південно-західною частиною Срібненського прогину. В ПС А13-А14 збігається з Савинківським родовищем ВВ, яка в структурному плані приурочена до центральної приосьової зони Срібненського прогину.

В ПС А19-А21 спостерігаються понижених значення які збігаються з Озерянським ГК родовищем та приурочена до Леляківсько-Радченківським виступу у фундаменті.

Розподіл радону, торону й вуглекислого газу є подібним, тому наводимо загальний опис. Профіль можна поділити на дві частини: північно-східну та південно-західну в межах котрих всі підвищені значення показників, збігаються з родовищами ВВ, що були описані при температурному розподілі. Аномалії еманаційних показників збігаються з глибинними розломами у фундаменті та їхніми виступами.

Північно-східна частина в ПС А01-А14 – включає ПС А01 в яких фіксуються аномальні значення, які стрімко спадають до фонових та не суттєво коливаються на протязі всього профілю, а ближче до середини, стрімко знову зростають але не перевищує середнє+3S. В структурному плані аномалія приурочена до північно-східного моноклінального схилу Срібненського прогину. Аномалію в північно-східній частині, можна віднести до Талаліївського виступу у фундаменті.

Південно-західна частина включає ПС А15-А20 фіксується підвищені значення (ПС А15 та ПС А-20) показників в центральній приосьовій зоні та південній прибортовій зоні. Слід зазначити, що в межах ПС А14, проходить перетин осьового розлому та Овруцко-Лебединської зони розривних порушень у фундаменті. Можливо саме з цим і пов’язаний характер аномалії розподілів.

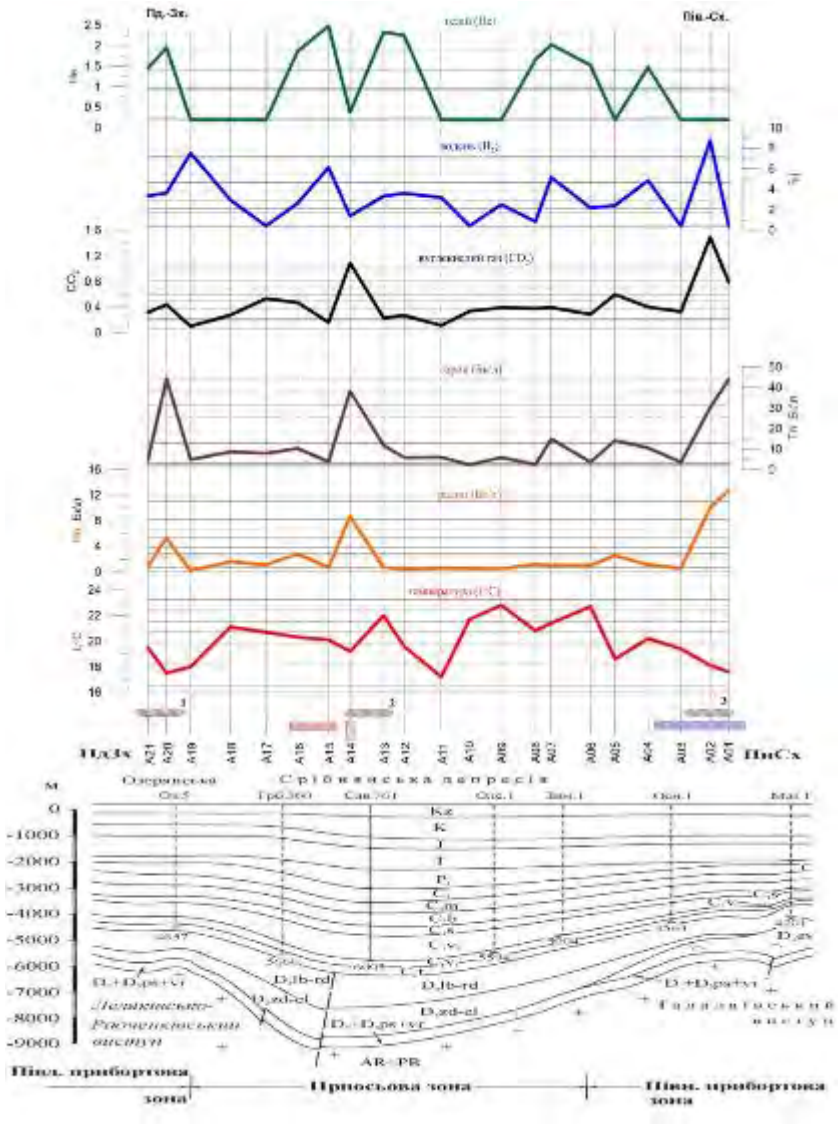


Рис. 5.3. Зіставлений графік (I-I') розподілу температурного (t, °C) та еманаційних показників, які включають: радон (Rn, Бк/дм^3), торон (Tn, Бк/дм^3), водень (H_2, n*10^{-3}), гелій (He, n*10^{-3}), вуглекислий газ (CO_2, об.%) показників СТАГД на фрагменті геологічного профілю Пирятин – Талалаївка (за А.Б. Холодних, 2002 р.).

Родовища ВВ: 1- Озерянське ГКР; 2- Савинківське ГКР; 3- Талалаївське ГКР; 4- Волошківське ГКР; 5- Капилівське ГКР; 6- Шумське ГКР; 7- Луценківське ГР.

а. б. в. Дорифтові глибинні розломи: а- Овруцько-Лебединський; б- Інгулецько-Брянський; в- Осьовий

За розподілом водню, фіксуються дві аномалії в північно-східній та південно-західній частині, котрі приурочені до північно та південно прибортовій зонам та в структурному плані відносяться до Талалаївського й Леляківсько-Радченківського виступів відповідно. Картуються розривні порушення глибинного закладання які знаходяться в межах описаних аномалій на основі аномальних значень показника.

Центральна та перехідні зони Срібненської депресії, які виділені на геологічному профілі, фіксуються у мінливому коливанні показника, що не перевищують середнє+3S. Значення показника в межах родовищ ВВ, мають переважно характер зниження, в той час як в Талалаївському, навпаки зростає.

За розподілом гелію, фіксуються підвищені значення в північно-східній частині, центральній та південно-західній та не перевищують середнє+3S. В межах північно та південно прибортових зон та виступів, спостерігається сплеск показника.

В ПС А15-А16 збігаються з Овруцько-Лебединський глибинний розлом, профіль відзначає його у стрімкому рості показників (водню та гелію), котрий різко падає до майже фонових та знову зростає. Таке падіння може свідчити про наявність флюїдонепроникної зони, тим паче, що цьому мінімуму відповідає перетин з осьовим розломом. Розподіл самих еманаційних показників мав на цьому відрізку мінімальні значення.

Графіки розподілу метану та його гомологів (Рис.5.4.), є подібними. Профіль дослідження можна, умовно, поділити на дві частини: перша включає ПС від А01 до ПС А09, що в структурному плані збігається з північно-східним моноклінальним схилом. На початку профілю, в межах Талаліївського родовища, фіксуються фонові значення, границею між якими є підвищені та аномальні значення показника в ПС А07, в межах св. Зимницька 1, яка в структурному плані збігається з умовною границею переходу приосьової та північно прибортової зони.

Центральну, що також включає приосьову зону. Простежується від ПС А10 до завершення профілю ПС А21. Починаючи з ПС А10 розподіл показників стрімко набуває куполоподібного вигляду до ПС А14, що збігається з при осьовою зоною. В межах Савинківського родовища ВВ фіксується різкий спад значень показників, котрий можна віднести до осьового глибинного розлому, після котрого відзначається різкий ріст показника та продовжується в не значних коливаннях, котрі не перевищують середнє+3S. В межах Озерянського ГК родовища, прослідковується пониження всіх показників, яке збігається з південною прибортовою зоною та Леляківсько-Радченківським виступом фундаменту.

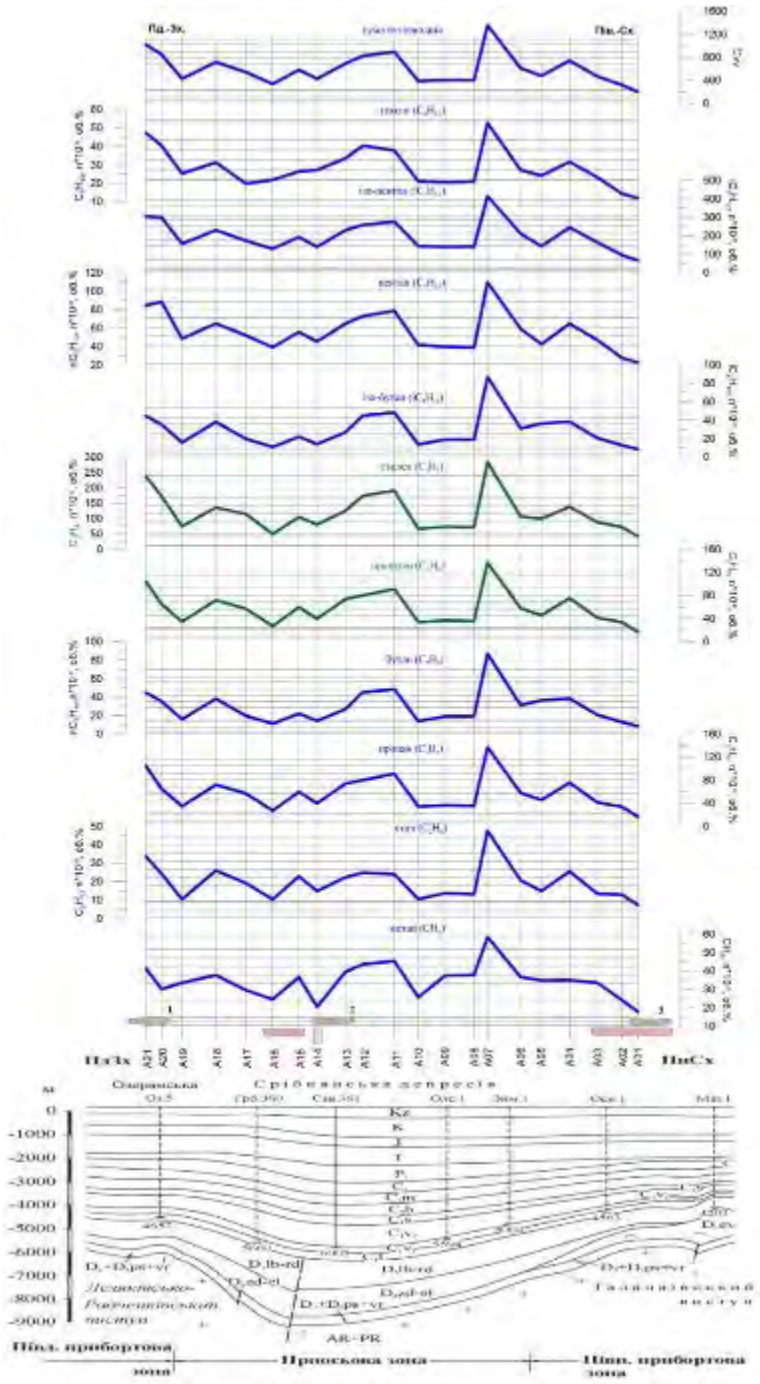


Рис. 5.4. Зіставлений графік (I-I') розподілу вуглеводневих показників: метану (CH_4, 10^{-5} об.%) з його гомологами (етану (C_2H_6, 10^{-6} об.%); пропану (C_3H_8, 10^{-6} об.%); ізо-бутану (iC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); бутану (nC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); ізо-пентану (iC_5H_{12}, 10^{-6} об.%); пентану (C_5H_{12}, 10^{-6} об.%); гексану (C_6H_{14}, 10^{-6} об.%); ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4, 10^{-6} об.%); пропілену (C_3H_6, 10^{-6} об.%) показників СТАГД на фрагменті геологічного профілю Пирятин – Талалаївка (за А.Б. Холодних, 2002 р.).

Профіль II-II

Профіль проходить через центральну частину Срібненського прогину з південного-заходу на північний-схід. Довжина профілю складає 26550 м. Для побудови використано дані профільної зйомки. За результатами зйомки при побудові використано 14 пунктів спостереження (ПС). Загальний напрямок профілю північно-східний.

За результатами побудов найбільш інтенсивні аномалії спостерігаються у північно-східній його частині.

Розподіл температурного показника (Рис. 5.5.) не перевищує середнє+3S, профіль дослідження поділяється на дві частини: північно-східну та південно-західну.

Північно-східна (ПС В01-В06), котра характеризується не суттєвим, пологим розподілом, в межах котрого наявні два родовища ВВ – Волошківське та Капилівське ГКР, котрі приурочені до північно-східного схилу Срібненської депресії. Описана частина профілю повністю знаходиться в зоні Інгулецько-Брянського дорифтового розлому.

Південно-західна (ПС В07-В14), відрізняється від попередньої частини, більш яскравим та контрастним розподілом показника. В ПС В07-В08 та В11 фіксується різке підвищення показника, котре збігається з Овруцько-Лебединським та Осьовим глибинним розломами.

Розподіл еманаційних показників (радону, торону, вуглекислого газу) майже збігаються та повторюють одне одного. Вони поділяються на дві частини, північно-східну та південно-західну.

Північно-східна (ПС В01-В05) котра має контрастний розподіл в ПС В04. В цьому ПС про такий характер може свідчити прояв фрагменту Інглулецько-Брянського глибинного розлому.

Південно-західна (ПС В06-В14) фіксується в фонових значеннях показника, лише в ПС В11 фіксується невеликий пік показників, який збігається з Осьовим глибинним розломо.

За розподілом водню фіксуються по дві аномалії на північно-східній та південно-західній частинах профілю. В ПС В01 фіксується контрастна аномалія яка

спадає в межах Волошківського ГКР та коливається на протязі профілю у фонових показниках. В ПС В11 фіксується зростання показника, який перетинає Осьовий глибинний розлом.

За розподілом гелію, фіксуються дві контрастні аномалії показника в північно-східній та південно-західній частинах профілю. Північно-східна аномалія, має складну конфігурацію, вона розбита на дві контрастні аномалії та може фіксувати фрагменти глибинного Інгулецько-Бранського розлому. Південно-західна частина фіксує глибинний Осьовий розлом в ПС В11.

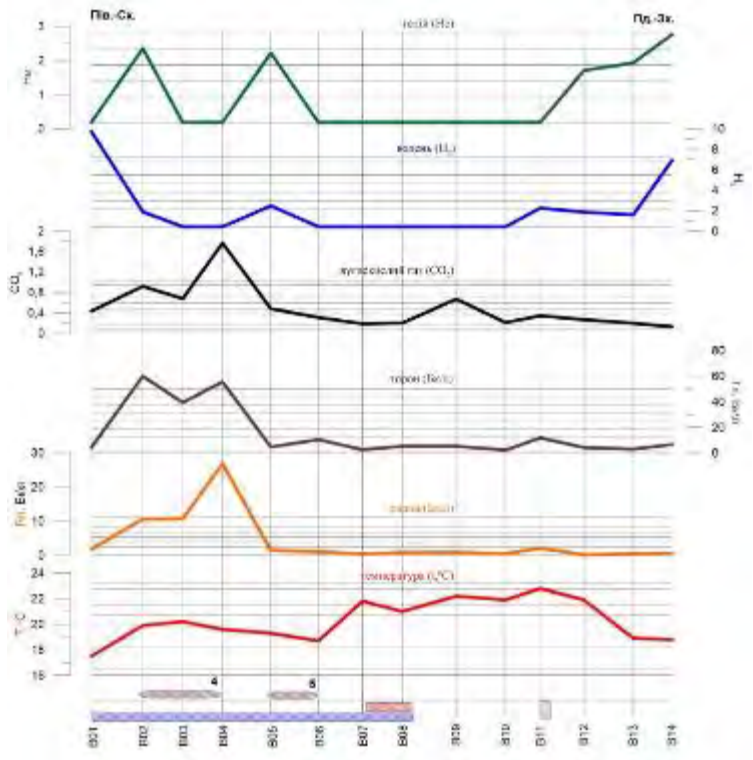


Рис. 5.5. Графік (II-II') розподілу температурного показника (t, °C) та еманаційних показників, які включають: радон (Rn, Бк/дм^3), торон (Tn, Бк/дм^3), водень (H_2, n*10^{-3}), гелій (He, n*10^{-3}), вуглекислий газ (CO_2, об.%) показників СТАГД

За розподілом ВВ газів (Рис. 5.6.), метан з етаном та від пропану до гексану є подібними. Профіль можна поділити на дві частини:

Північно-східна від початку профілю ПС В01-В06, що в структурному плані збігається з північно-східним схилом Срібненської депресії. В межах Волошківського ГКР фіксується суттєвий спад показників, в той час як починаючи з Капилівського ГКР, навпаки зростає.

Південно-західна простежується від В07 до закінчення профілю В14. Починаючи з ПС В07 фіксується аномалія показників, в межах якої проходить перетин двох глибинних розломів – Інгулецько-Брянський та Овруцько-Лебединський. Показники спадають та коливаються, не перевищуючи середнє+3S.

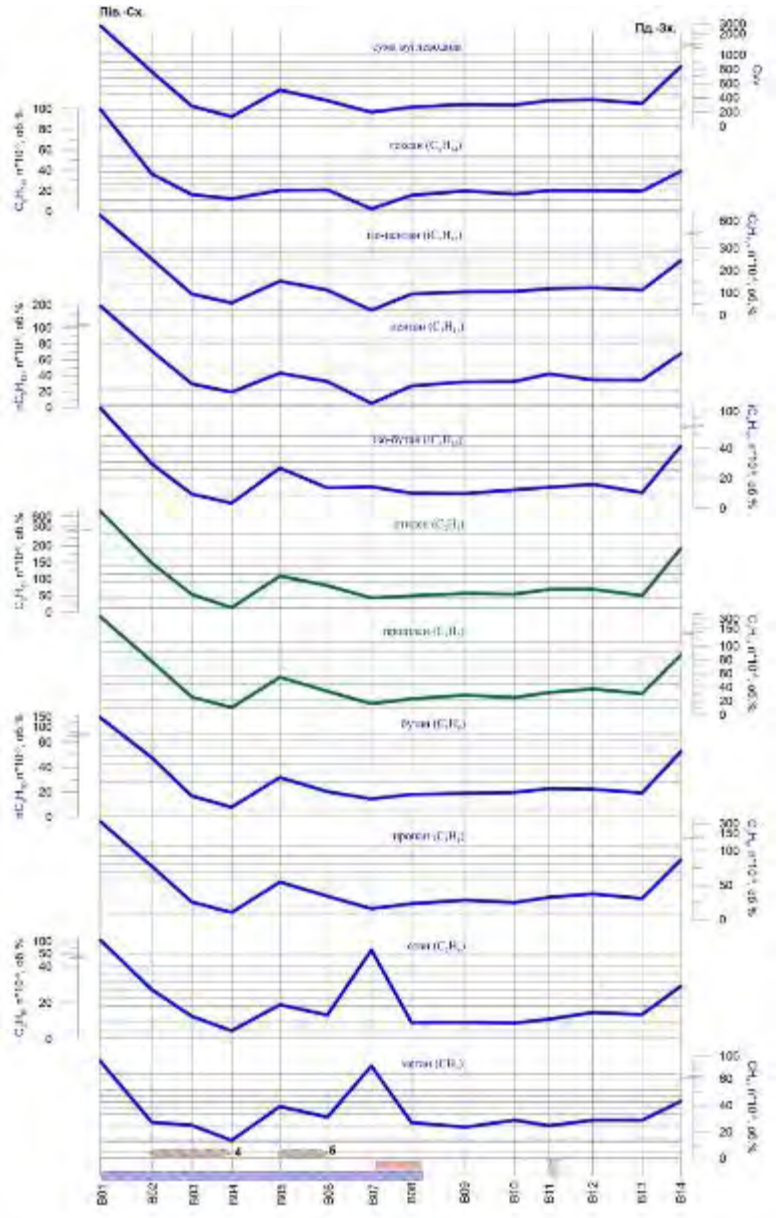


Рис. 5.6. Графік (II-II') розподілу вуглеводневих показників: метану (CH_4, 10^{-5} об.%) з його гомологами (етану (C_2H_6, 10^{-6} об.%); пропану (C_3H_8, 10^{-6} об.%); ізо-бутану (iC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); бутану (nC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); ізо-пентану (iC_5H_{12}, 10^{-6} об.%); пентану (C_5H_{12}, 10^{-6} об.%); гексану (C_6H_{14}, 10^{-6} об.%); ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4, 10^{-6} об.%); пропілену (C_3H_6, 10^{-6} об.%) показників СТАГД

Розподіл від пропану до гексану має контрастні аномальні значення на початкових та кінцевих ПС які приурочені до схилів Срібненської депресії. Фіксується невелика аномалія над Капилівським родовищем, а над Волошківським, відзначається різкий спад показників, як це спостерігалось при метановому розподілі.

Профіль ІІІ-ІІІ

Профіль проходить через Срібненський прогин. Довжина профілю складає 28020 м. Для побудови використано дані профільної зйомки. За результатами зйомки при побудові використано 14 пункт спостереження (ПС). Загальний напрямок профілю північно-східний.

Профіль повністю знаходиться в зоні глибинного Інгулецько-Брянського розлому.

Розподіл температурного показника має плавний, мінливий характер на початку профілю в північно-східній частині профілю, а починаючи із ПС С09 різко зростає в межах південно-західного схилу Срібненської депресії (Рис. 5.7).

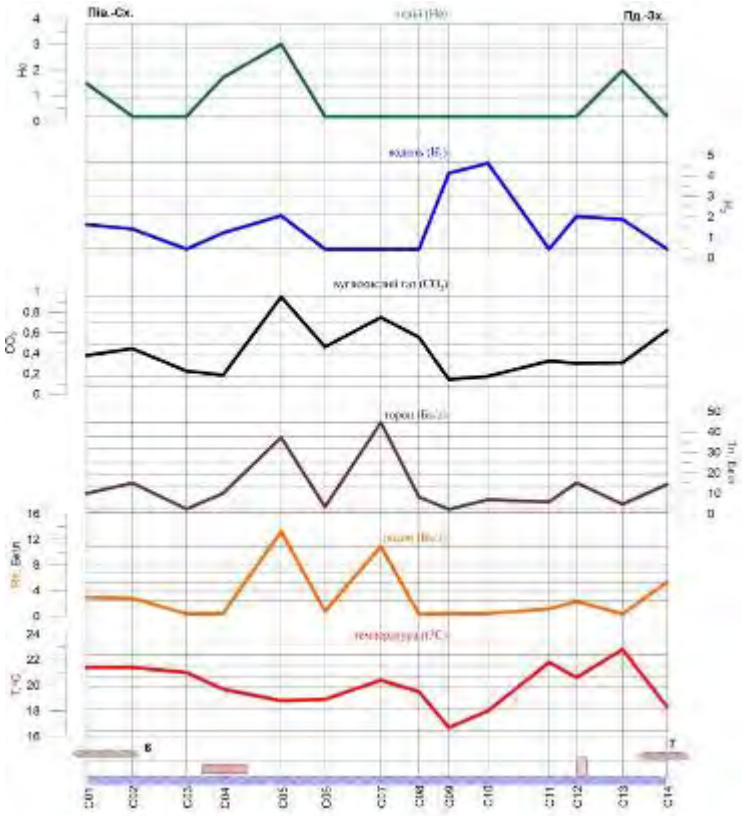


Рис. 5.7. Графік (ІІІ-ІІІ’) розподілу температурного показника (t, °С) та еманаційних показників, які включають: радон (Rn, Бк/дм^3), торон (Tn, Бк/дм^3), водень (H_2, n* 10^{-3}), гелій (He, n*10^{-3}), вуглекислий газ (CO_2, об.%) показників СТАГД

Розподіл еманаційних показників (радону, торону, вуглекислого газу) є подібними. Фіксується одна складна аномалія в ПС С04-С08 яка розділена на два піки. На профілі за межами цієї аномалії, розподіл мінливий, не контрастний. В межах перетину Овруцько-Лебединського глибинного розлому в ПС С04 фіксується різке

підвищення показників, а Осьовий розлом, в ПС С12, фіксується у не контрастному підвищені еманаційних показників.

Розподіл вуглеводневих газів (Рис. 5.8.) мають спільний характер з єдиною відмінністю, різною контрастністю. Так за метаном та етаном, відзначається плавне, мінливе коливання показників починаючи від початку профілю з ПС С01, котре збігається з Шумським ГКР до ПС С07. Починаючи з ПС С07 фіксується контрастний ріст показників всіх окрім метану, він спадає. Починаючи з наступного ПС зростає разом з етаном, а всі інші показники мінливо спадають. Найбільш контрастного прояву набувають в ПС С10. Далі характер розподілу всіх вуглеводневих газів збігаються.

В ПС С12 просторово збігаються аномалії показників із Осьовим глибинним розломом. В межах родовищ ВВ Шумського ГКР та Луценківського ГР фіксуються понижені значення.

За водневим розподілом фіксуються три аномалії в: північно-східній та південно-західній частині профілю.

Північно-східна (ПС С04-С05) аномалія, збігається з просторовим розміщенням Овруцько-Лебединського глибинного розлому, котра в полях водневого показника, фіксується у підвищених значеннях.

Південно-західна (ПС С09-С10 та С12-С13) аномалії приурочені до однойменного схилу Срібненського прогину. Перша аномалія має най контрастніший розподіл в той час як всі еманаційні та температурний показники мають понижені або фонові значення. Друга аномалія, є менш контрастною та просторово збігається з Осьовим глибинним розломом проте розподіл всіх еманаційних та температурного показників, мають підвищений характер.

За розподілом гелію, фіксується дві аномалії, які збігаються з розміщенням глибинних розломів: Овруцько-Лебединським та Осьовим.

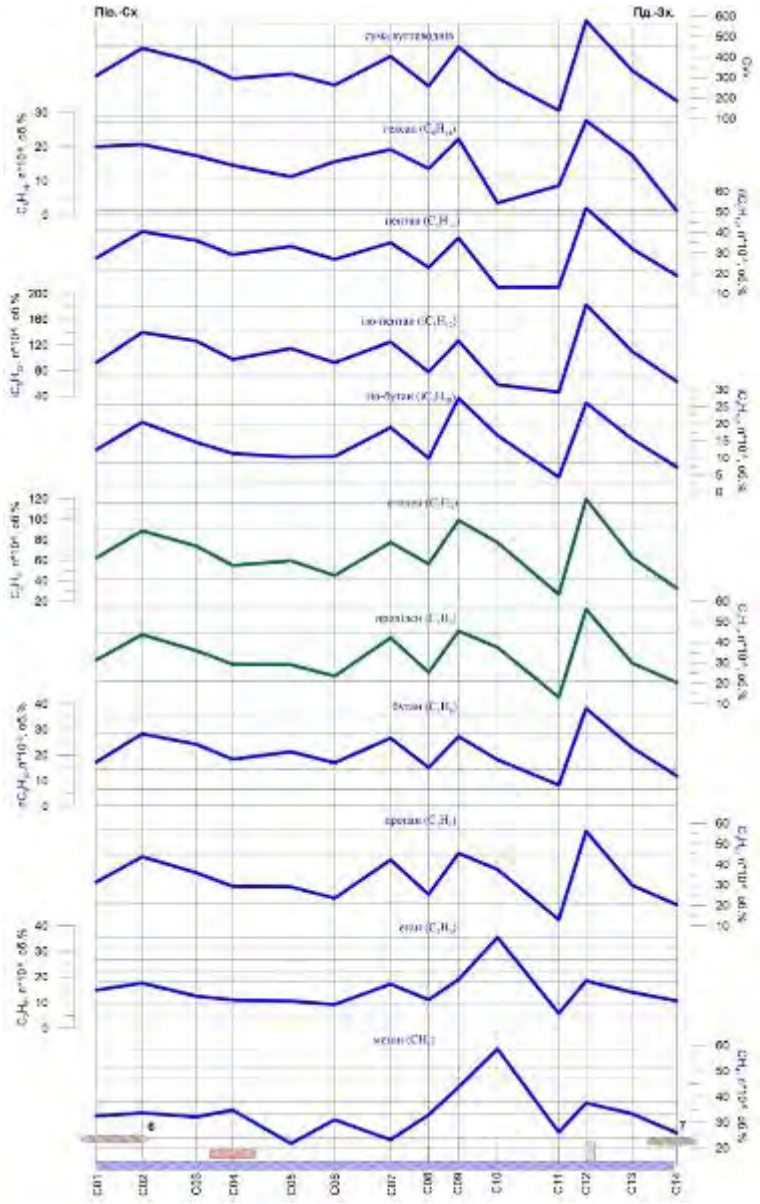


Рис. 5.8. Графік (III-III') розподілу вуглеводневих показників: метану (CH_4, 10^{-5} об.%) з його гомологами (етану (C_2H_6, 10^{-6} об.%); пропану (C_3H_8, 10^{-6} об.%); ізо-бутану (iC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); бутану (nC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); ізо-пентану (iC_5H_{12}, 10^{-6} об.%); пентану (C_5H_{12}, 10^{-6} об.%); гексану (C_6H_{14}, 10^{-6} об.%); ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4, 10^{-6} об.%); пропілену (C_3H_6, 10^{-6} об.%) показників СТАГД

Профіль IV-IV’

Профіль проходить через Срібненський прогин. Довжина профілю складає 44520 м. Для побудови використано дані профільної зйомки. За результатами зйомки при побудові використано 21 пункт спостереження (ПС). Загальний напрямок профілю північно-східний.

В межах північно-західної частини профілю просторово проходять Осьовий та Овруцько-Лебединський глибинні розломи, а в південно-східній частині – Інгулецько-Брянський глибинний розлом.

Розподіл температурного показника (Рис. 5.9.) має мінливий характер. Починаючи від почтку профілю, В ПС D01 коливаєтсья в межах середнє+3S, різко спадаючи в ПС D06 яке просторово збігається з Савинківським газоконденсатним родовищем.

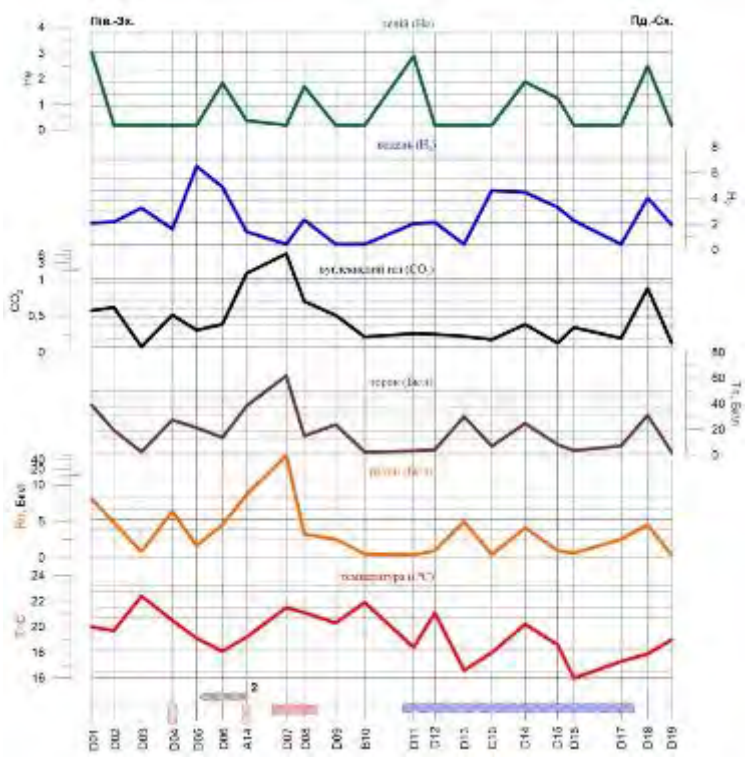


Рис. 5.9. Графік (IV-IV’) розподілу температурного показника (t, ^{o}C) та еманаційних показників, які включають: радон (Rn, Бк/дм^3), торон (Tn, Бк/дм^3), водень (H_2, n*10^{-3}), гелій (He, n*10^{-3}), вуглекислий газ (CO_2, об.%) показників СТАГД

Починаючи від ПС А14 різко зростає та коливається в межах 20-21 ^{0}C. В ПС D07-08, збігається з Овруцько-Лебединським розломом. В ПС D11- D17 збігається з

Інгулецько-Брянським глибинним розломом, характер розподілу показника відзначається в мінливому понижених значеннях.

Розподіл еманаційних показників (радону, торону, вуглекислого газу) мають подібний характер. Найбільш контрастні аномалії фіксуються над зоною Осьового та Овруцько-лебединського глибинних розломів в ПС D04, A14- D08.

Водневий розподіл має манливий характер та найбільш контрастно проявляється в північно-західній та південно-східній частинах профілю. Перша аномалія збігається з Савинківським родовищем та Осьовим глибинним розломом, Овруцько-Лебединський розлом фіксується в понижених значеннях показника з невеликим підвищенням. Зона глибинного Інгулецько-Брянського розлому, фіксується у мінливому коливанні аномальних значень з найбільш контрастним у ПС D14, котра збігається з температурною аномалією.

Розподіл аномалій гелію, має мінливий характер, котрий збігається з однойменними розривними порушеннями, а найконтрастніша аномалія в ПС D11 збігається з початком зони Інгулецько-Брянського розлому.

Розподіл вуглеводневих газів має подібний розподіл (Рис 5.10.). У південно-східній частині профілю дослідження фіксуються найбільш мінливе коливання значень, в той час як у північно-західній частині пологий. Найбільш контрастні прояви показників, просторово збігаються з зонами глибинних Осьового та Інгулецько-Брянського розривних порушень. З Овруцько-Лебединським розломом пов’язана менш контрастна аномалія показників.

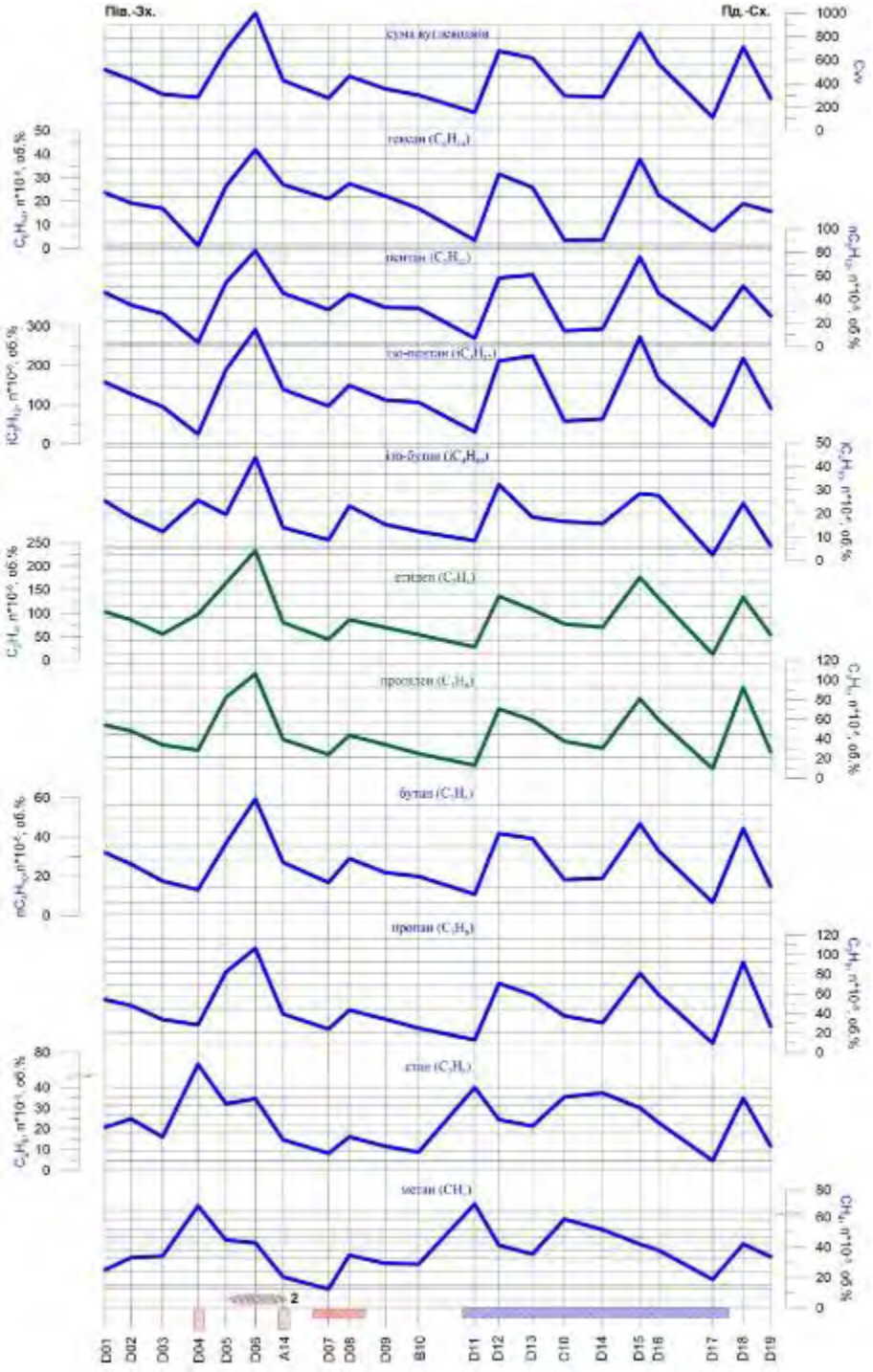


Рис. 5.10. Графік (IV-IV') розподілу вуглеводневих показників: метану (CH_4, 10^{-5} об.%) з його гомологами (етану (C_2H_6, 10^{-6} об.%); пропану (C_3H_8, 10^{-6} об.%); ізо-бутану (iC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); бутану (nC_4H_{10}, 10^{-6} об.%); ізо-пентану (iC_5H_{12}, 10^{-6} об.%); пентану (C_5H_{12}, 10^{-6} об.%); гексану (C_6H_{14}, 10^{-6} об.%); ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4, 10^{-6} об.%); пропілену (C_3H_6, 10^{-6} об.%) показників СТАГД

Висновок

Застосування комплексу приповерхневих структурно-термо-атмо-гідролого-геохімічних досліджень (СТАГД), при вивчені нафтогазоперспективності Срібненського прогину, дозволило визначити картувальні ознаки регіональних тектонічних зон глибинного закладення в кристалічному фундаменті (дорифейських розломів). Це дозволяє рекомендувати впровадження використання комплексу методу СТАГД на початкових етапах пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ у межах тектонічних структур, перспективними на поклади вуглеводнів. Одночасно рекомендується при подібних дослідженнях у межах тектонічних структур, особливо при значній ширині та протяжності, на окремих ділянках чи частинах структур, проводити деталізаційні роботи, з обов'язковим зменшенням кроку спостережень та повторними спостереженнями й вимірами.

Враховуючи досвід картування тектонічних зон комплексом приповерхневих методів СТАГД можна зробити припущення, що застосування цього комплексу дозволить виявляти, картувати, простежувати тектонічні порушення, зони розущільнення та тріщинуватості гірських порід, вивчення яких має практичне значення при використанні різних видів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, але традиційними геолого-геофізичними методами вони не картуються.

5.3 Локальні дослідження

В локальні дослідження увійшли структурно-неотектонічне дешифрування матеріалів космічних зйомок та СТАГД в площинному варіанті.

Результати детального дешифрування космічних знімків по ділянках

Для складання детальних схем дешифрування ділянок були використані космічні знімки Landsat ETM збільшені до масштабу 1:50000. Основними структурними елементами, які дешифруються в межах ділянок є локальні лініаменти та кільцеві структури.

Ділянка «Квітнева»

Розташована у північно-західного краю Срібненського прогину в межах структури «Квітнева» яка виділена за сейсмічними даними (Рис. 5.11, 5.12).

В межах ділянки виділено 3 локальні ЛЗ і КС (Рис. 5.12)

ЛЗ 1 – має широтне простягання - простежена довжина зони 30 км, ширина -2-4 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через широтні відрізки долин притоків рік Смош та Лисогор . Зона добре виражена в гравітаційному і магнітному полях у вигляді потужних градієнтів [26,52].

ЛЗ проходить паралельно протяжному внутрішньоблоковому розлому який розташований в 5 км на північ [17]. На продовжені зони на захід знаходяться розломи широтного простягання.

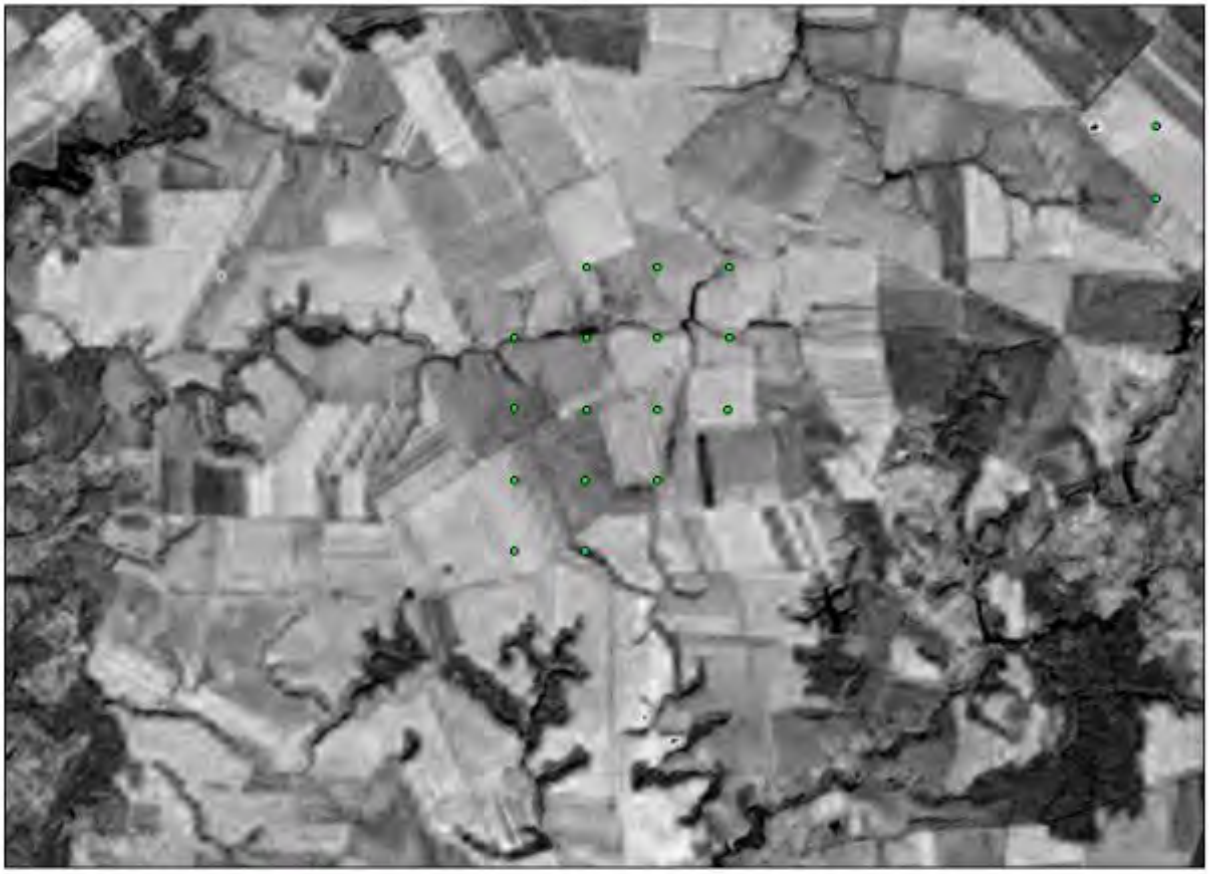


Рис. 5.11. Ділянка «Квітнева» на космознімку Landsat ETM

ЛЗ 2 – меридіонального простягання, простежена довжина 11 км, ширина від 1 до 2 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональні відрізки долин притоків ріки Удай. З зоною співпадає протяжне локальне розривне порушення [27].

Можливо вона є складовою трансрегіональної ЛЗ VI. [28]

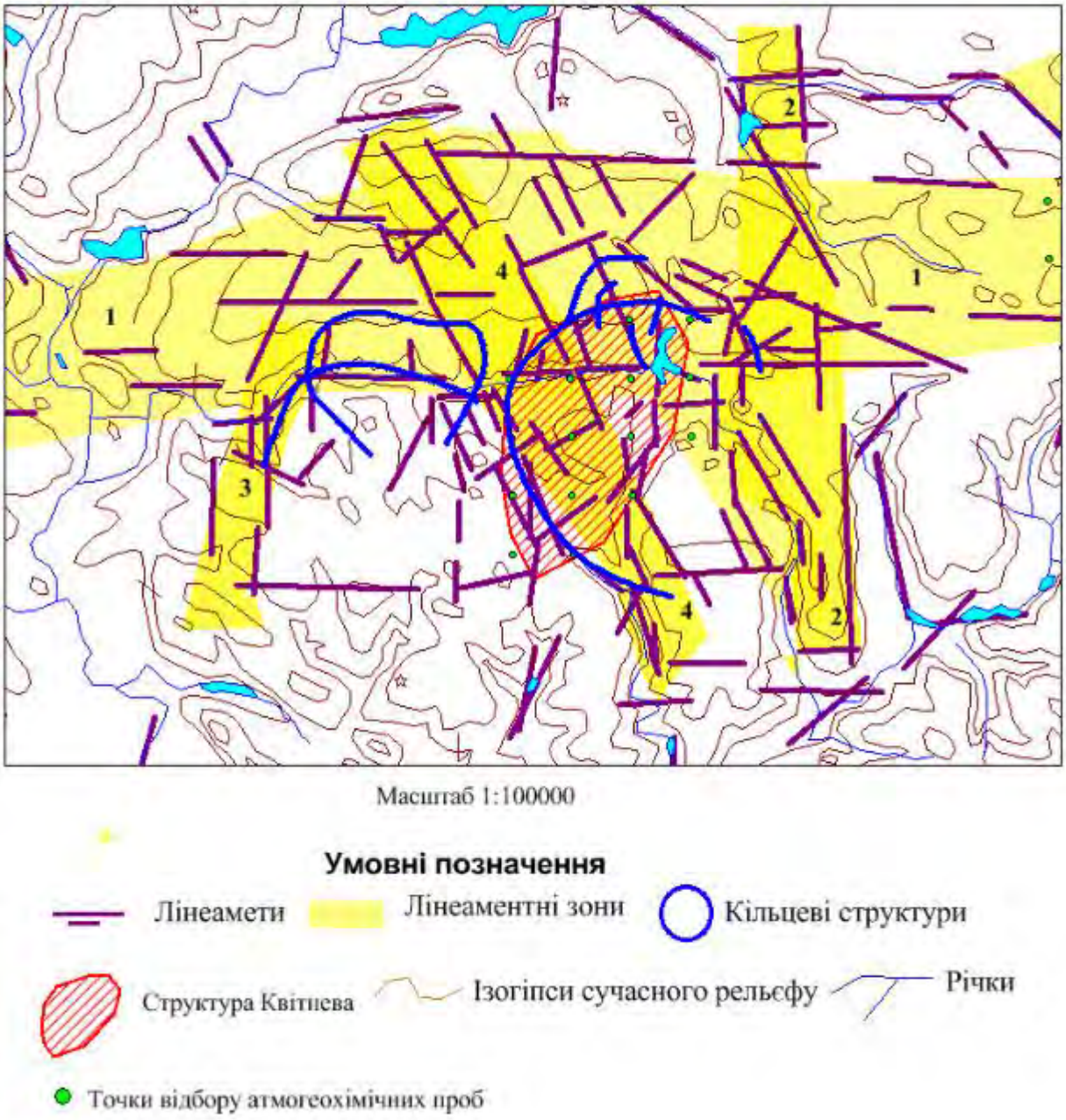


Рис. 5.12. Детальна схема дешифрування космознімків Landsat ETM ділянки «Квітнева»

ЛЗ 4 – має північно-західне простягання, простежена довжина 10,3 км, ширина від 1,2 до 1,5 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через односпрямовані відрізки долин притоків ріки Удай. З зоною співпадає протяжне локальне розривне порушення виділене за сейсмічними даними

КС що знаходиться в межах ділянки має діаметр 4,5 км. Дугові елементи співпадають з балками та ярами. У сучасному рельєфі виглядає як западина. Майже

повністю співпадає з структурою «Квітнева», що виділена за сейсмічними даними (Рис. 5.12)

Ділянка Довгалівська – Південно-Тростянецька

Знаходиться в 7 км на схід від ділянки «Квітнева» в межах структур «Довгалівська» та «Південно-Тростянецька», що виділені за сейсмічними даними (Рис. 5.13, 5.14)

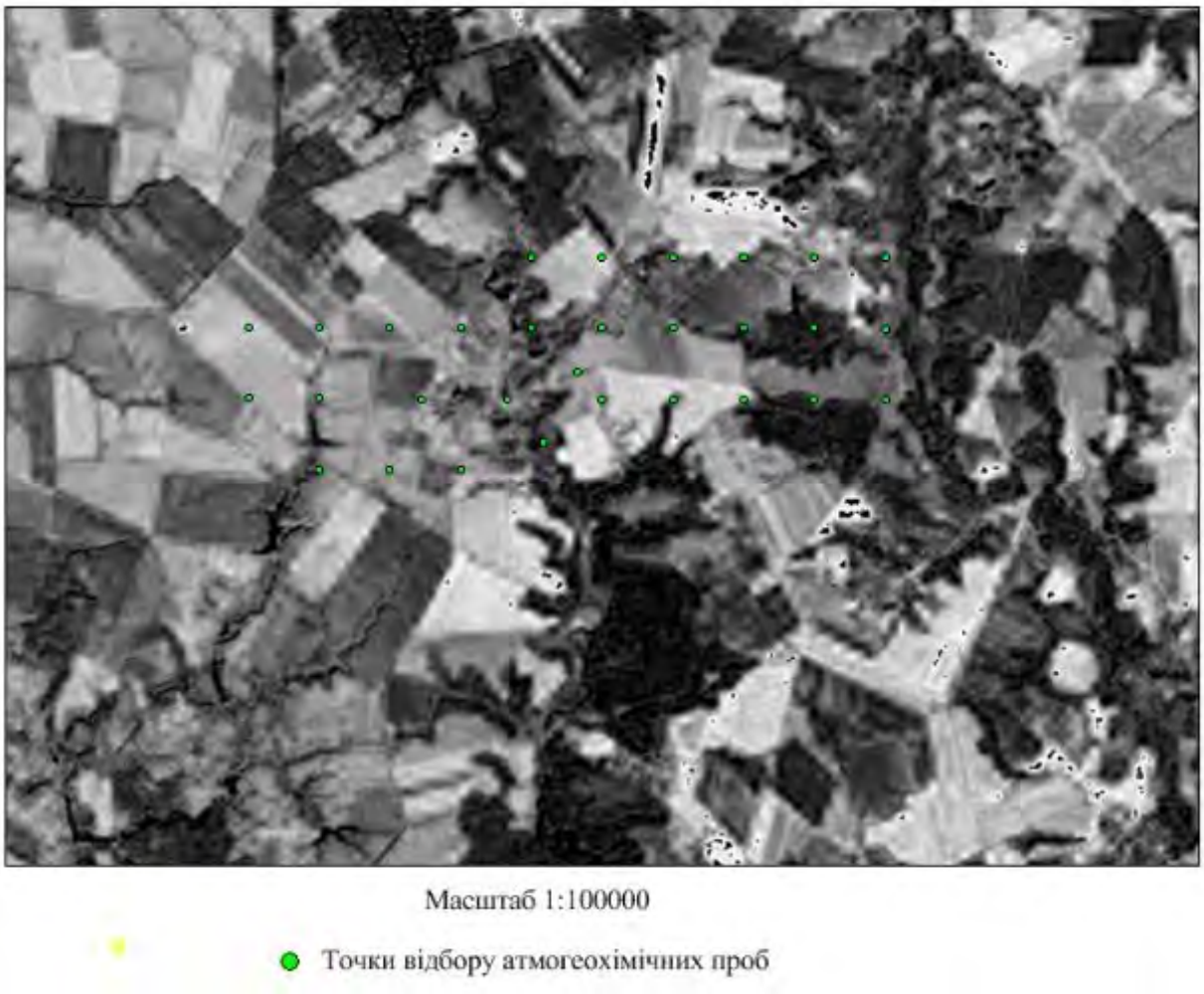


Рис. 5.13. Ділянка «Довгалівська – Південно-Тростянецька» на космознімку Landsat ETM

В межах ділянки виділено 5 локальних ЛЗ і КС (Рис. 5.14)

Через ділянку також проходить **ЛЗ 1** широтного простягання, яка описана у ділянці Квітнева (Рис. 5.12). **ЛЗ 5, 6** мають меридіональне простягання. Простежена довжина, відповідно – 12 та 9 км. Ширина зон – 1,3 та 1,8 км. Зони добре виражені у

сучасному рельєфі через меридіональні відрізки долин ріки Лисогор та її приток. Зони є складовими регіональної ЛЗ **III** що описана вище (див. рис. 5.1).

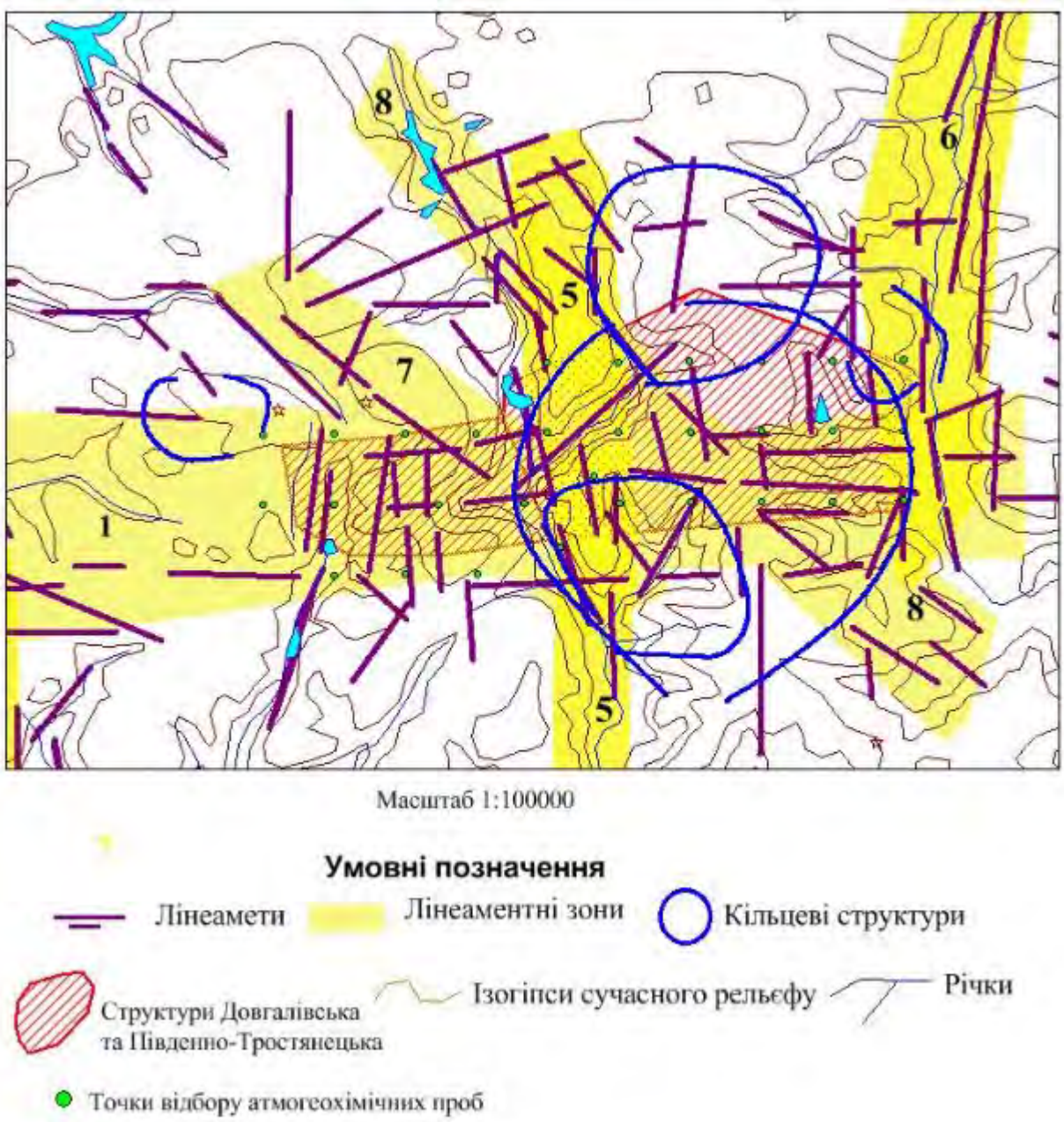


Рис. 5.14. Детальна схема дешифрування космознімків Landsat ETM ділянки «Довгалівська – Південно-Тростянецька»

ЛЗ 7, 8 – мають північно-західне простягання. Простежена довжина відповідно – 7,5 та 12 км. Ширина зон – 1,5 та 1,4 км. Зони добре виражені у сучасному рельєфі через односпрямовані відрізки долин ріки Утка та притоків ріки Лисогор. Зони є складовими регіональної ЛЗ V що описана вище.

Кільцева структура що знаходиться в межах ділянки має діаметр 5,5 км. Дугові елементи співпадають з фрагментами долин ріки Лисогор та її притоками. У сучасному рельєфі виглядає як підняття. Кільцева структура ускладнена більш мілкими кільцевими структурами діаметром від 1,5 до 3 км. Майже повністю співпадає з структурою «Довгалівська» що виділена за сейсмічними даними (Рис. 5.14)

Ділянка «Північно-Озерянська»

Розташована біля південно-західного краю Срібненського прогину.

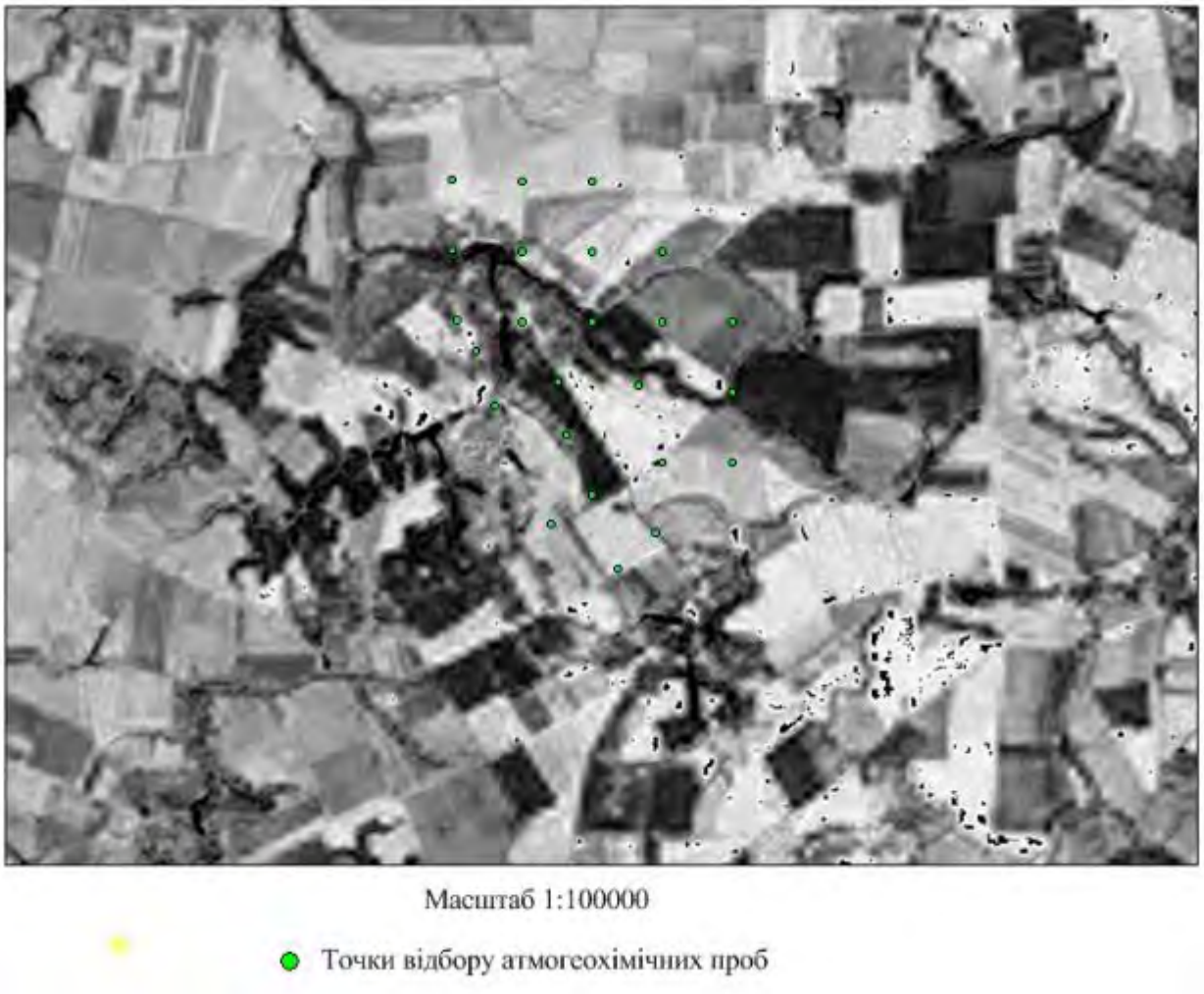


Рис. 2.15. Ділянка «Північно-Озерянська» на космознімку Landsat ETM

В межах ділянки виділено 4 локальні ЛЗ і КС (рис. 5.16).

ЛЗ 9 – широтного простягання, простежена довжина – 23 км, ширина – 2,5 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через широтні відрізки долин притоків

ріки Удай. Зона не виражена в геофізичних полях але співпадає з протяжним розривним порушенням виділеним за сейсмічними даними.

Рис. 5.16. Детальна схема дешифрування космознімків Landsat ETM ділянки «Північно-Озерянська»

ЛЗ 10 – меридіонального простягання, простежена довжина – 8,5 км, ширина – 1,2 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональний відрізок

долини ріки Глинна. Зона є складовою регіональної лінеаментної зони 3, що описана вище.

ЛЗ 11 – північно-західного простягання, простежена довжина – 8,5 км, ширина – 1,9 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через односпрямовані балки та яри. Зона добре виражена в гравітаційному та магнітному полях, вона співпадає з висями від'ємних магнітних та позитивних гравітаційних лінійних аномалій [17, 26, 52] та протяжним розривним порушенням виділеним за сейсмічними даними. Зона є складовою регіональної лінеаментної зони VI, що описана вище.

ЛЗ 12 – північно-східного простягання, , простежена довжина – 14 км, ширина – 0,9 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через односпрямовані долини притоків ріки Удай та балки і яри. Зона не виражена в геофізичних полях але співпадає з протяжним розривним порушенням виділеним за сейсмічними даними.

Кільцева структура що знаходиться в межах ділянки має еліпсовидну форму та розміри 7,8 на 6,5 км. Дугові елементи співпадають з фрагментами долин ріки Глинна та її притоками. У сучасному рельєфі виглядає як підняття. Майже повністю співпадає з структурою «Північно-Озерянська», що виділена за сейсмічними даними.

Ділянка «Самойлівська»

Знаходиться у південно-східній частині Срібненського прогину (Рис. 5.17).

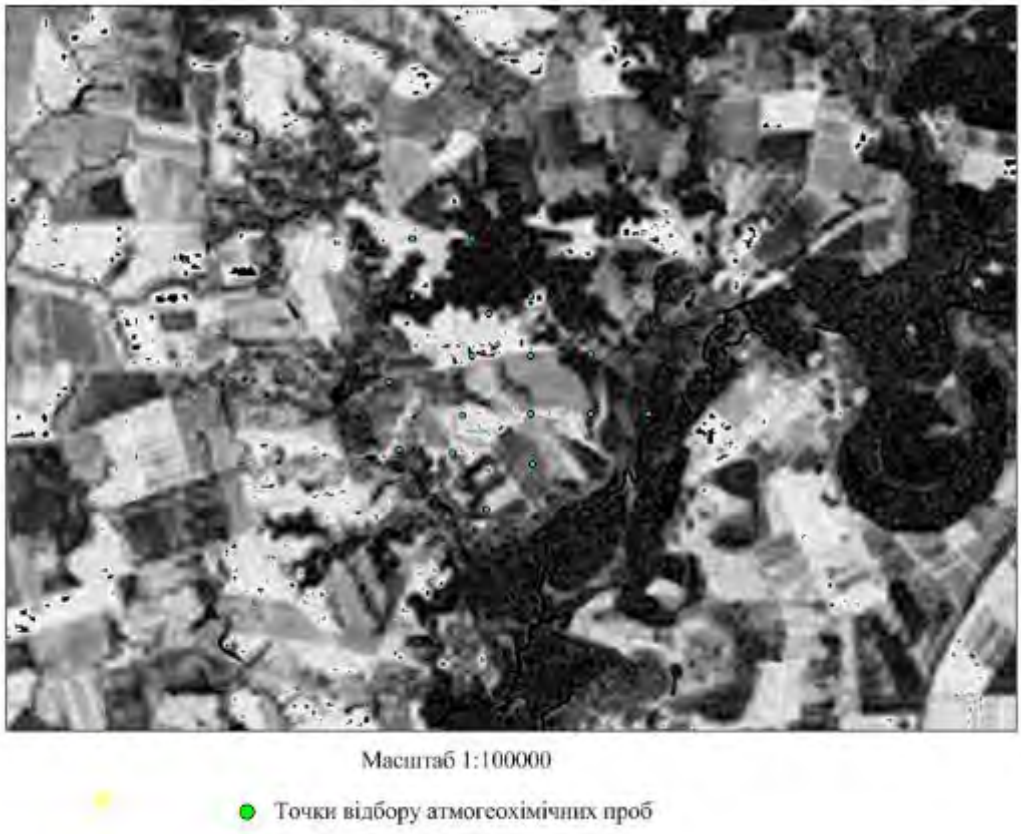


Рис. 5.17. Ділянка «Самойлівська» на космознімку Landsat ETM

В межах ділянки виділено 4 локальні ЛЗ і КС (Рис. 5.18)

ЛЗ 13, 14 – меридіонального простягання, простежена довжина відповідно - 17,5 та 6,8 км, ширина – 2,6 та 1,8 км. Зони добре виражені у сучасному рельєфі через меридіональні відрізки долин рік Локня та Сула а також відрізки долин притоків ріки Лохвиця. Зони є складовими регіональної лінеаментної зони **II**, що описана вище.

ЛЗ 15 – північно-західного простягання, простежена довжина – 14 км, ширина – 2,2 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через фрагмент долини притока ріки Сула та односпрямовані балки та яри і співпадає з протяжним розривним порушенням виділеним за сейсмічними даними. Зона є складовою регіональної ЛЗ V, що описана вище.

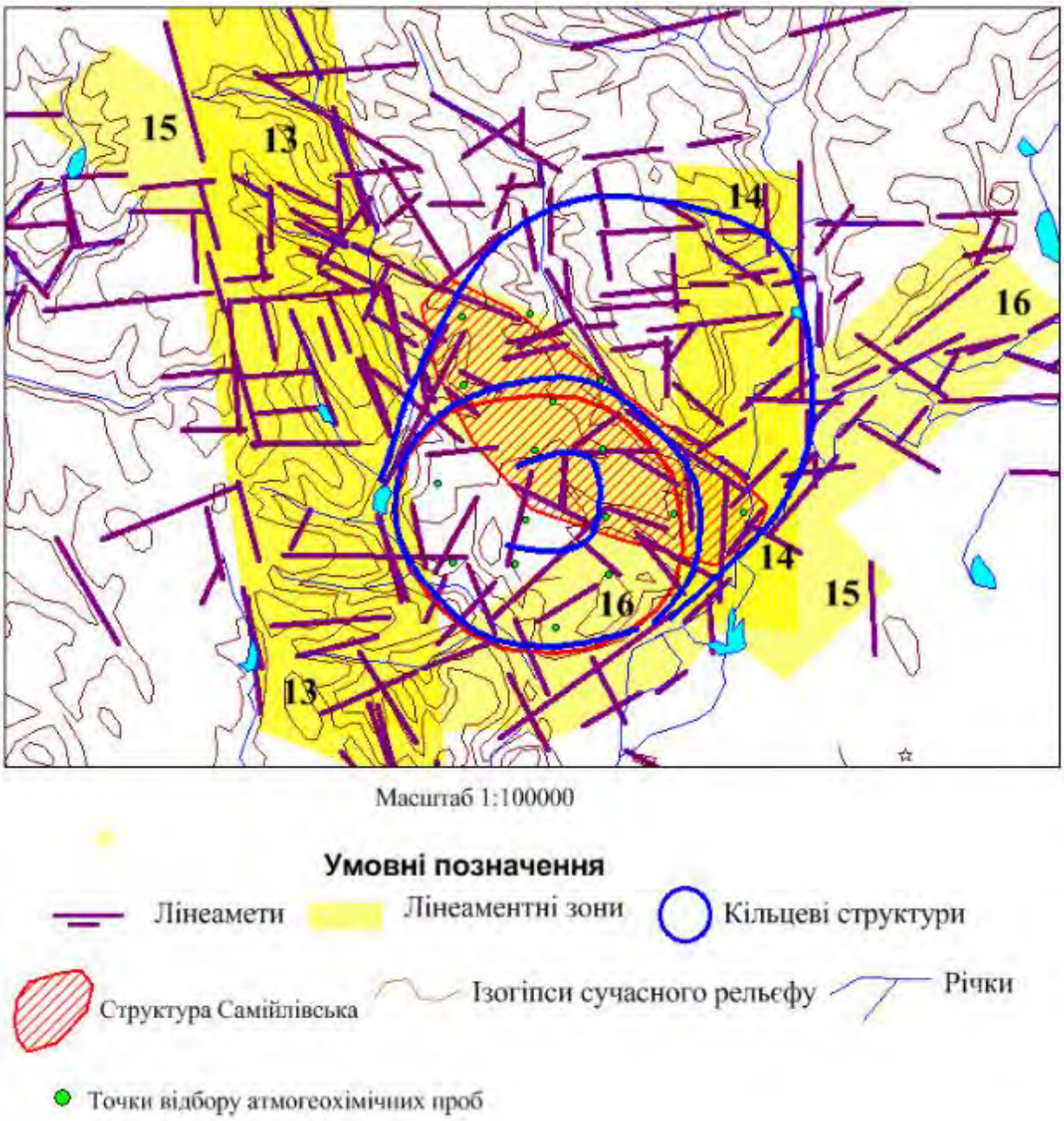


Рис. 5.18. Детальна схема дешифрування космознімків Landsat ETM ділянки «Самойлівська»

ЛЗ 16 – північно-східного простягання, , простежена довжина – 10,7 км, ширина – 2,1 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через односпрямовані відрізки долини ріки Сула та балки і яри. Зона співпадає з протяжним розривним порушенням виділеним за сейсмічними даними. Зона є складовою регіональної ЛЗ **VIII**, що описана вище.

КС що знаходиться в межах ділянки має еліпсовидну форму та розміри 7,3 на 5,8 км. Дугові елементи співпадають з фрагментами долин ріки Сула та її притоками. У сучасному рельєфі виглядає як підняття, розрізане притоком ріки Сула. (Рис. 5.18). У південно-західній частині кільцева структура ускладнюється ще одною кільцевою структурою округлої форми і концентричної будови. Діаметр структури – 4 км.

Дугові елементи співпадають з фрагментами долин ріки Сула та її притоками. У сучасному рельєфі виглядає як чітке підняття. Ця кільцева структура охоплює більшу частину Самійлівській структури, що виділена за сейсмічними даними.

Ділянка «Північно-Гнідинцівська»

Примикає з південного заходу до Сребнинського прогину (Рис.2.19).

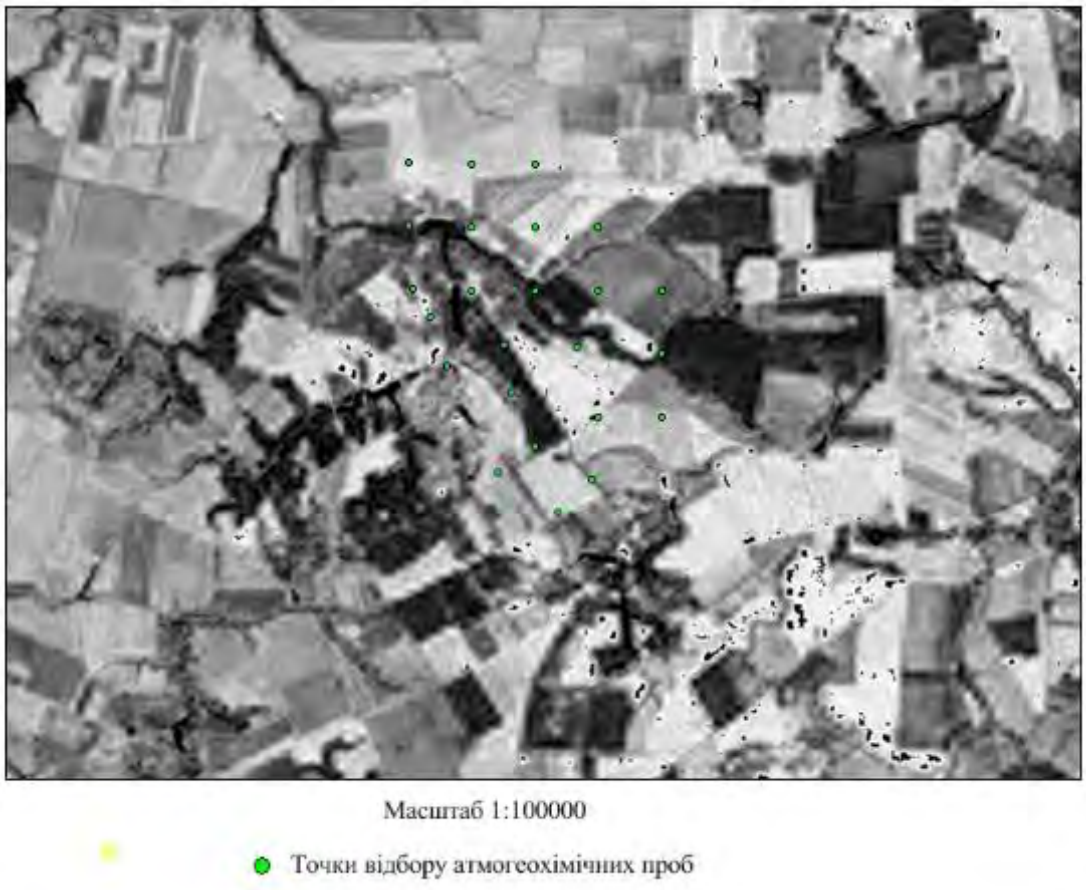


Рис. 5.19. Ділянка «Північно-Гнідинцівська» на космознімку Landsat ETM

В межах ділянки виділено 4 локальні лінеаментні зони і кільцева структура (Рис. 5.20).

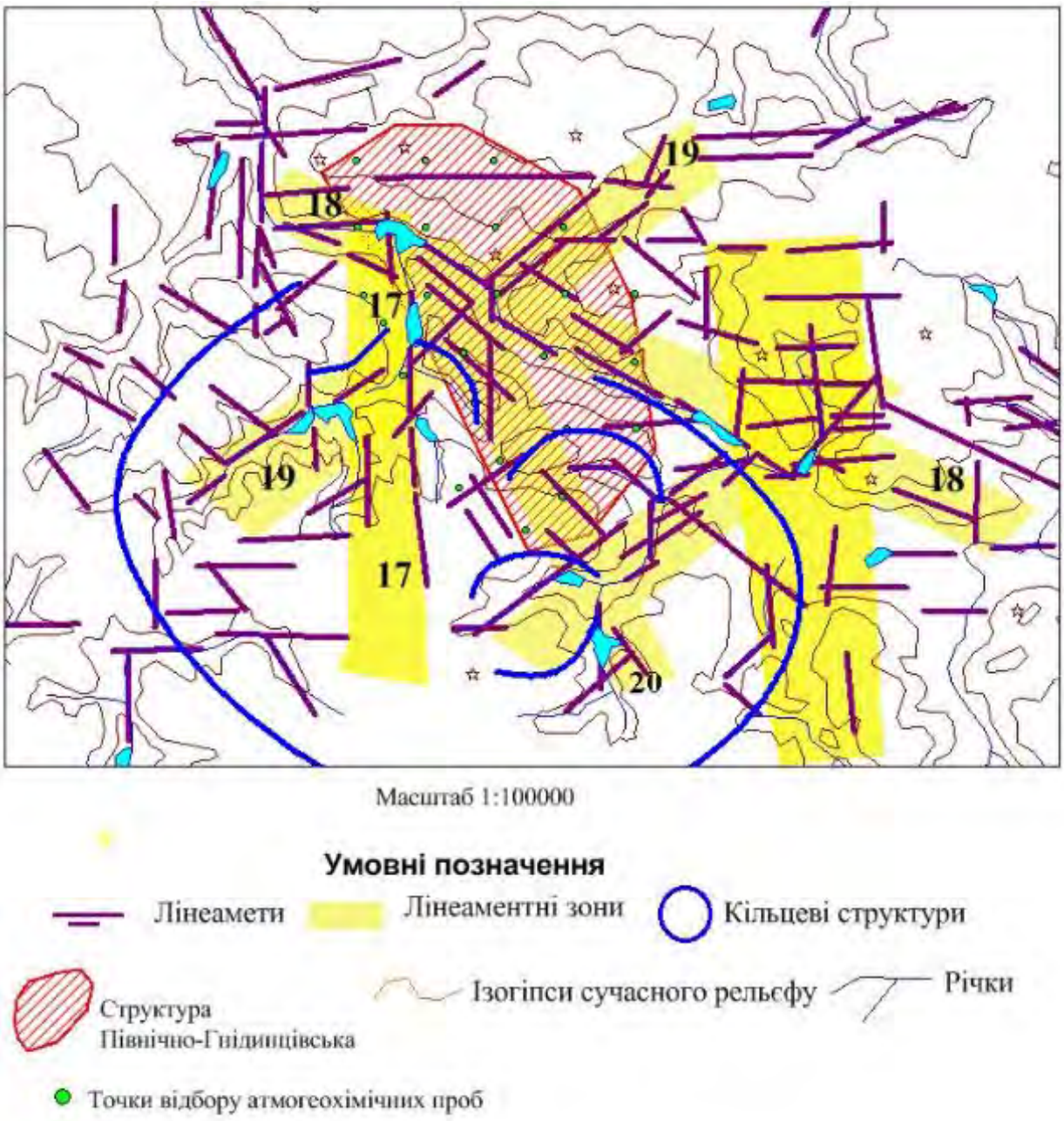


Рис. 5.20. Детальна схема дешифрування космознімків Landsat ETM ділянки «Північно-Гнідинцівська»

ЛЗ 17 – меридіонального простягання, простежена довжина – 7 км, ширина – 1,2 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через меридіональний відрізок долини ріки Удай. Зона є складовою регіональної лінеаментної зони 3, що описана вище.

ЛЗ 18 – північно-західного простягання, простежена довжина – 11,8 км, ширина – 1,1 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через фрагмент долини притока

ріки Удай та односпрямовані балки та яри. Зона є складовою регіональної ЛЗ **VI**, що описана вище.

ЛЗ 19 – північно-східного простягання, простежена довжина – 8,7 км, ширина – 1 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через односпрямовані відрізки долини притоків ріки Удай та балки і яри. Зона співпадає з протяжним лінеаментом.

ЛЗ 20 – північ - північно-західного простягання, простежена довжина – 7,8 км, ширина – 1,1 км. Зона добре виражена у сучасному рельєфі через фрагменти долин притоків ріки Удай та односпрямовані балки та яри. Зона є складовою регіональної ЛЗ **VI**, що описана вище.

КС що знаходиться в межах ділянки має еліпсовидну форму та розміри 9,6 на 7,3 км. Дугові елементи співпадають з фрагментами долин притоків ріки Удай. У сучасному рельєфі виглядає як підняття. Більша частина співпадає з структурою «Північно-Гнідинцівська», що виділена за сейсмічними даними (Рис. 5.20). Ускладнена більш мілкими кільцевими структурами діаметром 1,8-2,4 км.

Результати детальних площинних СТАГД

Апаратура, методика проведення і інструментальне забезпечення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень (СТАГД) неодноразово викладена в монографіях і публікаціях [4, 6, 7, 33].

На протязі підготовчого етапу були систематизовані й проаналізовані матеріали і дані геологорозвідувальних, сейсмічних, та інших робіт по території площі досліджень.

Загальна кількість пунктів спостережень (ПС) по площах Пн. Гнідинцівська, Пн. Озерянська, Самойлівська, Квітнева та Довгалівська-Пд.Тростянецька – 107, з них: Пн. Гнідинцівська - 24 ПС (S =17,7 км^2), Пн. Озерянська - 20 ПС (S =14,3 км^2), Самойлівська - 17 ПС (S =13,4 км^2), Квітнева - 16 ПС (S =11,5 км^2), Довгалівська-Пд.Тростянецька - 30 ПС (S =22,3 км^2).

Загальна площа досліджень по всіх ділянках складала близько 78.2 км^2. Фактичне розташування ПС відображено на рис. 5.21-5.27.

Експедиційні дослідження виконувались у період з 7 по 13 серпня 2017 р.

В польових умовах на 107 пунктах спостережень визначено концентрацію радону, торону, температуру підґрунтового шару на глибині 1 м. Відібрано 107 газових проб для подальшого хроматографічного аналізу (7 додаткових проб відібрано для зіставлення та оцінки стабільності відбору проб і роботи хроматографів).

До комплексу приповерхневих польових досліджень входили:

- еманаційні дослідження (визначення вмісту радону і торону в повітрі підґрунтового шару порід);
- термометрія підґрунтового пласту порід;
- газогеохімічні дослідження (відбір проб підґрунтового повітря для лабораторного газово-хроматографічного визначення вмісту водню, вуглекислого газу, гелію, метану та його гомологів).

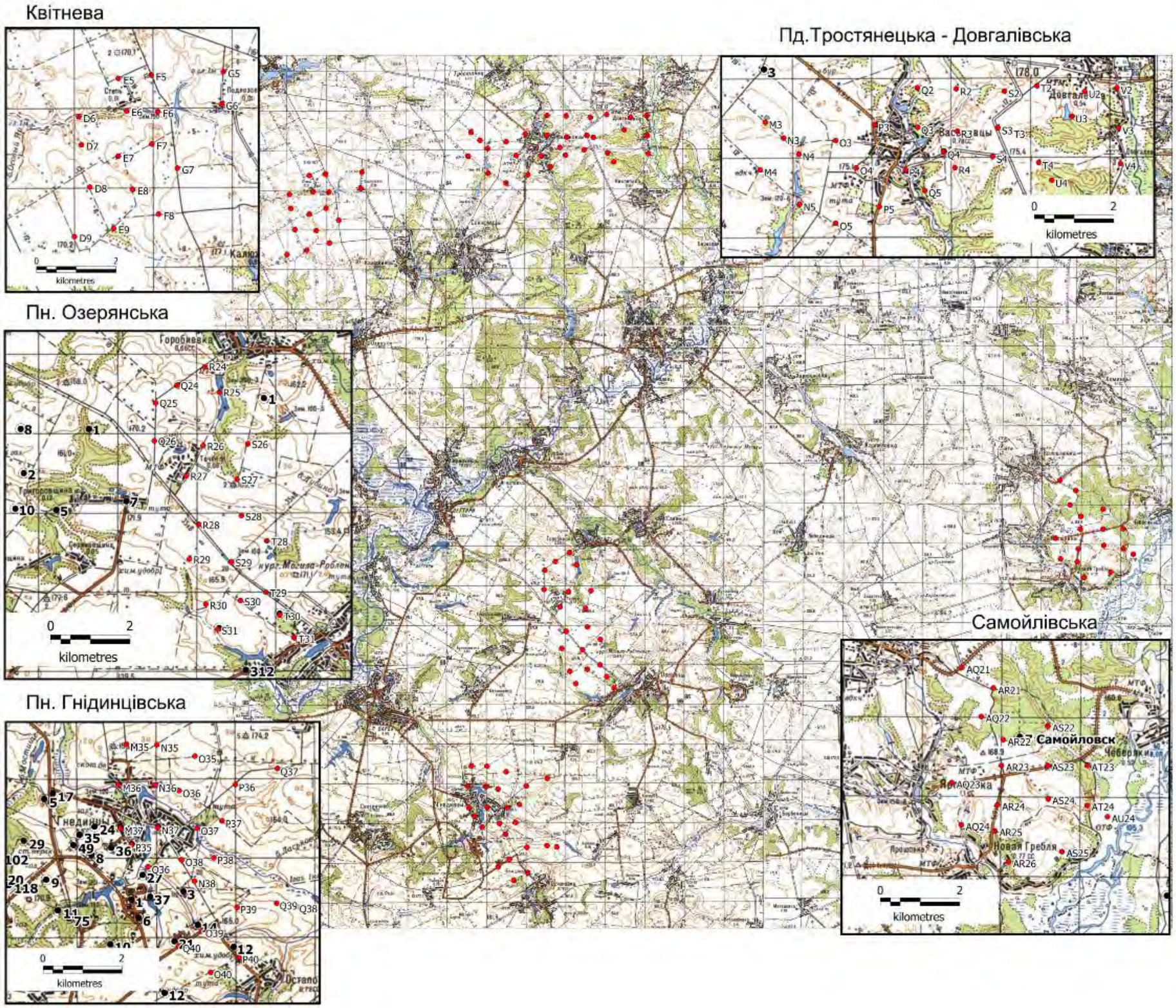


Рис. 5.21. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

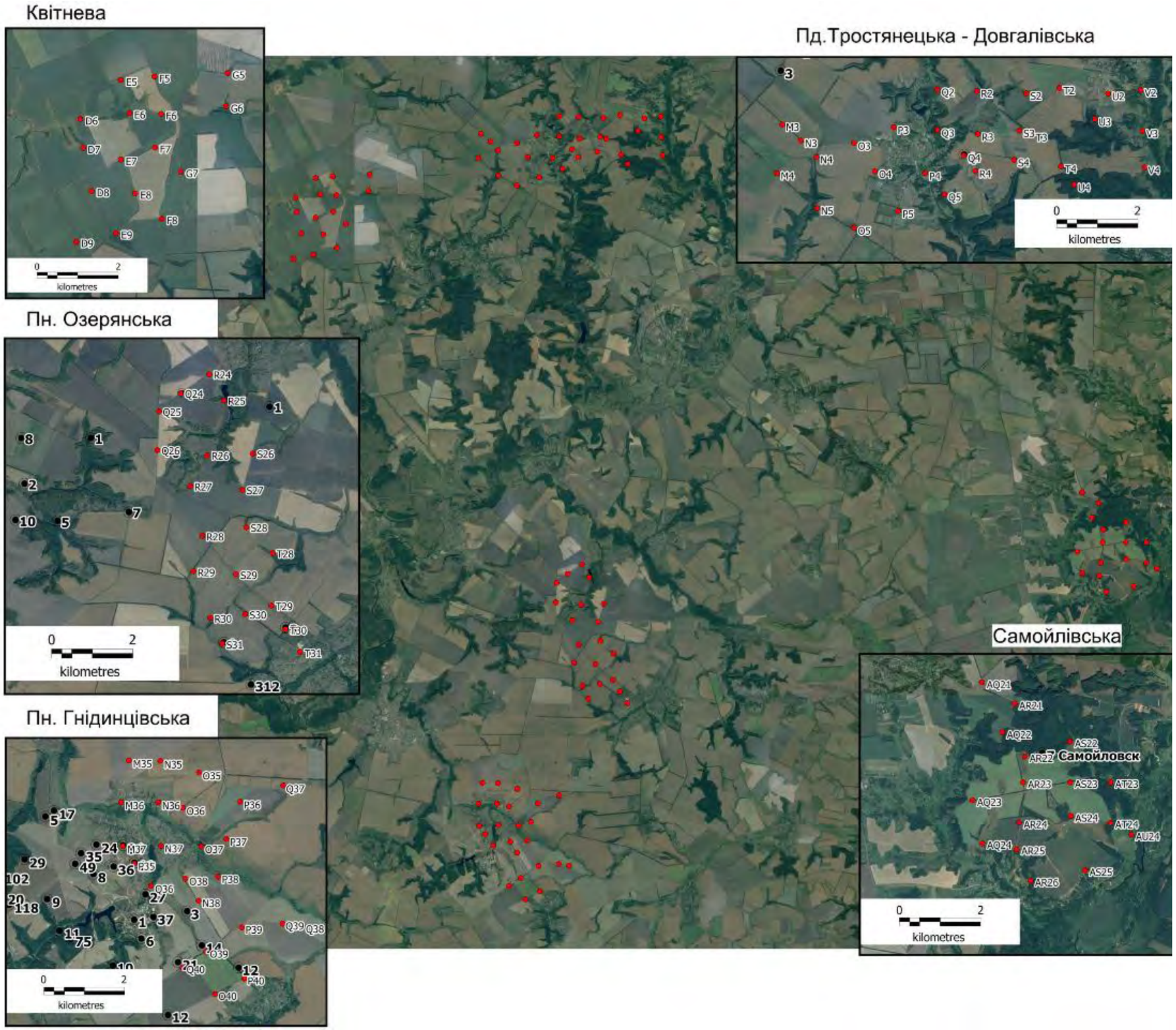


Рис. 5.22. Розташування ПС СТАГД на космознімку з сайту GOOGLE

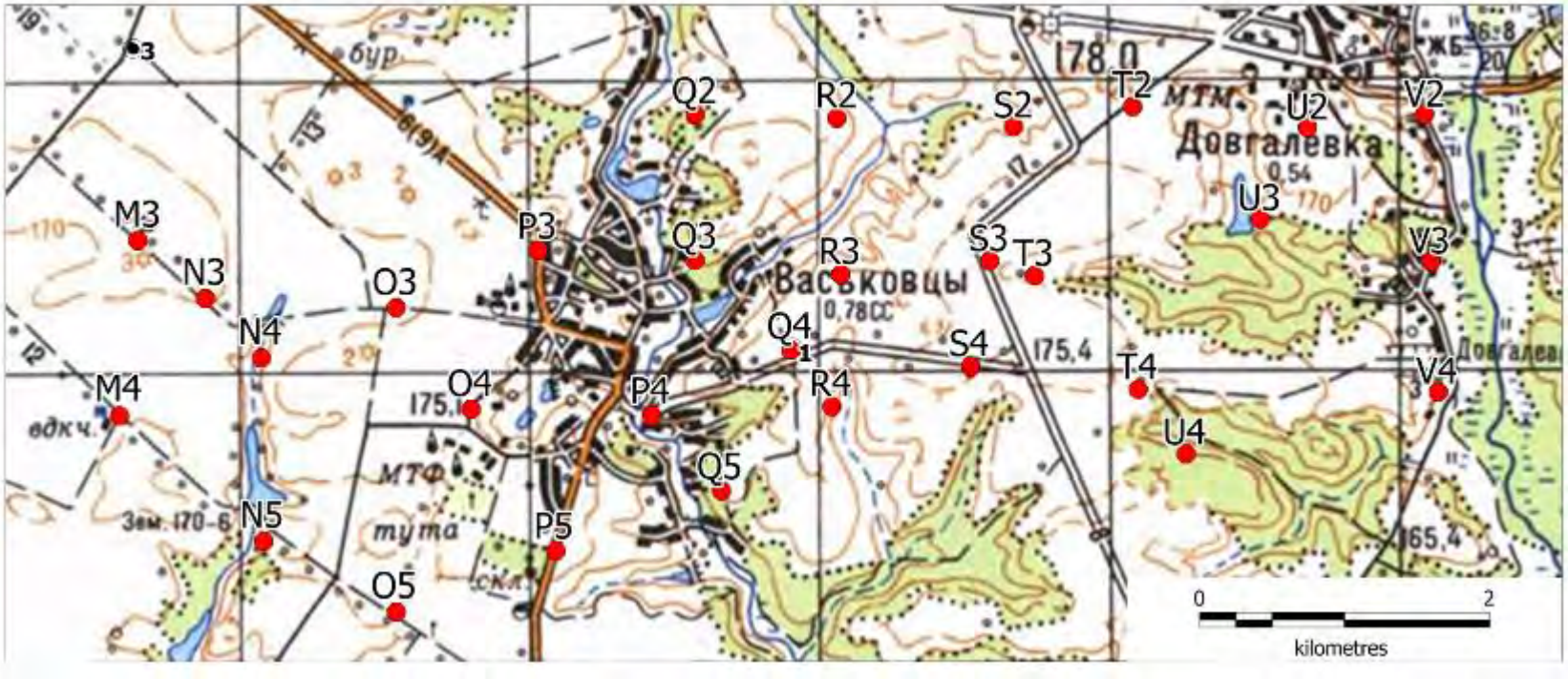


Рис. 5.23. Площа Довгалівська-Південнотростянецька. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

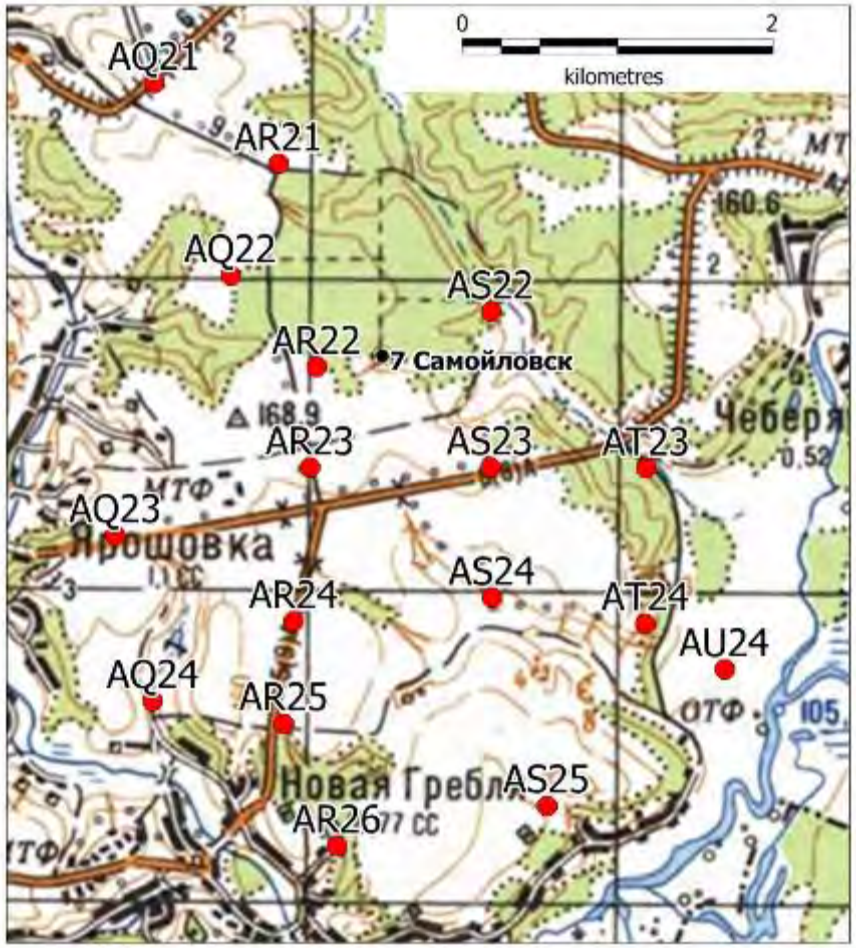


Рис. 5.24. Площа Самойлівська. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

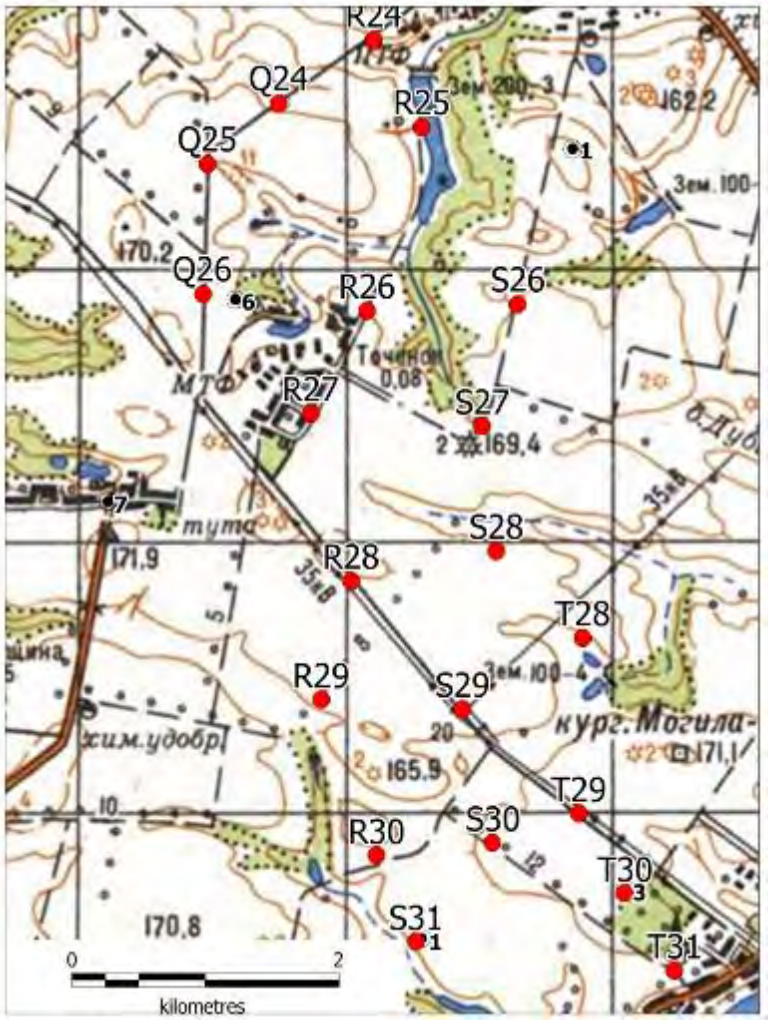


Рис. 5.25. Площа Північноозерянська. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

Рис. 5.26. Площа Північногнідинцівська. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

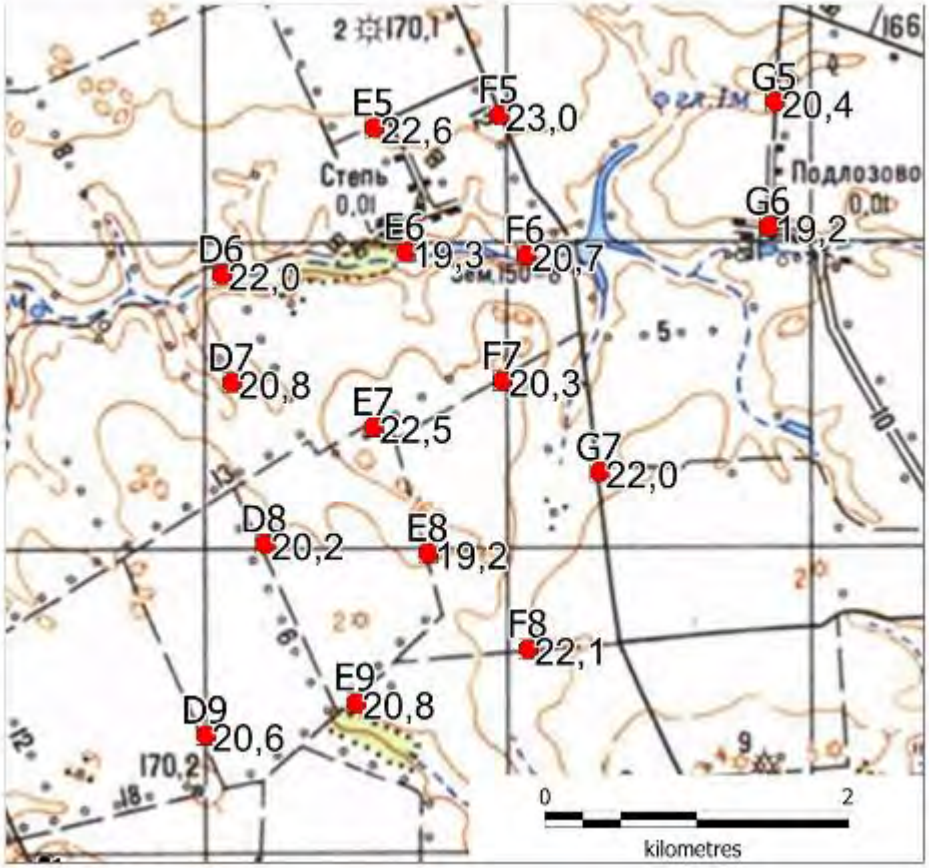


Рис. 5.27. Площа Квітнева. Розташування ПС СТАГД на топографічній основі 1:100 000 масштабу

До польових робіт входить:

- за координатами, занесеними в GPS навігатор, виведення на пункт спостереження. У разі неможливості – коригування у навігаторі координат пункту спостереження.

На кожному ПС виконано:

- шнекове буріння свердловини глибиною 1,0 м і встановлення в шпур термозонда з каналом для відбору повітряної проби;
- відбір проби підґрунтового повітря у віали для подальшого геохімічного аналізу на об'ємний вміст водню, гелію, вуглекислого газу, метану і його похідних у пробі;
- вимірювання концентрації радону і торону в підґрунтовому повітрі;
- зняття з приладу термозонда температури порід на глибині 1 м.

Комплексний підхід до виконання польових досліджень полягав у тому, що всі їх види (інструментальні виміри, відбір проб для проведення лабораторно-аналітичних досліджень) виконувались на одному ПС.

Аналіз результатів польових досліджень

Після проведення експедиційних досліджень і визначення об'ємної концентрації газів у відібраній пробі, матеріали робіт було зведено у єдину базу даних і виконано математико-статистичну обробку даних. Результати математико-статистичної обробки даних польових досліджень наведено у таблиці 5.1.

Таблиця 5.1. Зведені результати математично-статистичної обробки даних лабораторно-аналітичних досліджень СТАГД

Площа досліджень: 78.2 км^2, 107 ПС

Параметр	*T, °C*	*QRn, Бк/ дм³*	*QTn, Бк/ дм³*	*Вміст, об.%*												
				*He, n*10^{-3}***	*H_2, n*10^{-3}***	*CO_2*	*CH_4, n*10^{-5}*	*C_2H_6, n*10^{-6}*	*C_2H_4, n*10^{-6}*	*C_3H_8, n*10^{-6}*	*iC_4H_{10}, n*10^{-6}*	*nC_4H_{10}, n*10^{-6}*	*C_3H_6, n*10^{-6}*	*iC_5H_{12}, n*10^{-6}*	*nC_5H_{12}, n*10^{-6}*	*C_6H_{14}, n*10^{-6}*
Кількість проаналізованих проб	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Кількість проб в яких визначено показник	107	107	107	12	13	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107	107
Max	25,2	28,3	74,7	4,6	6,8	3,1	64,5	68,4	83,8	24,4	19,7	23,9	53,9	38,8	21,8	3,6
Min	16,3	0,3	4,2	0,7	0,2	0,1	6,0	0,3	0,9	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
Середнє	20,6	6,3	28,7			0,5	16,9	2,5	3,7	1,0	1,1	1,8	1,9	3,9	2,7	0,6
Медіана	20,40	4,66	25,72			0,45	17,59	2,12	3,08	0,92	0,87	1,49	1,58	3,09	2,25	0,27
Мода	23,10	*	*			0,26	22,76	*	2,84	1,68	1,13	*	*	*	*	0,27
Екссцес	-0,35	-0,36	-0,96			0,67	-0,34	-0,47	-0,06	-0,33	0,16	-0,09	0,32	0,26	0,07	0,76
Дисперсія	4,11	24,05	294,84			0,13	26,68	2,00	3,44	0,30	0,43	1,34	1,43	8,62	3,76	0,27
Стандартне відхилення (S)	2,03	4,90	17,17			0,37	5,16	1,42	1,85	0,54	0,66	1,16	1,20	2,94	1,94	0,52
Точність оцінки середнього (tS)	0,39	0,96	3,32			0,07	1,00	0,28	0,38	0,11	0,13	0,23	0,24	0,59	0,39	0,10
Середнє-3S	14,51	-8,43	-22,82	**	**	-0,56	1,38	-1,75	-1,87	-0,59	-0,88	-1,65	-1,72	-4,95	-3,09	-0,94
Средне-2S	16,53	-3,53	-5,65			-0,19	6,54	-0,34	-0,02	-0,04	-0,23	-0,49	-0,53	-2,02	-1,15	-0,41
Середнє-S	18,56	1,37	11,52			0,18	11,71	1,08	1,84	0,50	0,43	0,66	0,67	0,92	0,79	0,11
Середнє (Сф)	20,59	6,28	28,69			0,54	16,87	2,50	3,69	1,05	1,09	1,82	1,87	3,86	2,72	0,64
Середнє+0,5S (Сма)	21,60	8,73	37,27			0,73	19,46	3,20	4,62	1,32	1,41	2,40	2,47	5,32	3,69	0,90
Середнє+S	22,61	11,18	45,86			0,91	22,04	3,91	5,55	1,59	1,74	2,98	3,06	6,79	4,66	1,16
Середнє+1,5S (Са)	23,62	13,63	54,44			1,09	24,62	4,62	6,47	1,87	2,07	3,56	3,66	8,26	5,63	1,42
Середнє+2S	24,64	16,09	63,03			1,28	27,20	5,33	7,40	2,14	2,40	4,14	4,26	9,73	6,60	1,69
Середнє+3S (C_{3S})	26,66	20,99	80,20			1,64	32,37	6,74	9,26	2,68	3,05	5,30	5,46	12,66	8,54	2,21

* - модальне значення відсутнє

** - в зв’язку з малою кількістю проб розрахунок статистичних показників не виконувався, а всі проби вважались аномальними.

Для відображення схеми розподілу показників СТАГД, обрано одну найбільш оптимальну ділянку Південнотростянецько-Довгалівська. Схеми відображення показників, ділянок: Квітнева (Додаток 2), Північноозерянська (Додаток 3) Самойлівська (Додаток 4) та Південногнідинцівська (Додаток 5) наведені в додатках. Опис розподілів атмогеохімічних полів приводить в основній частині роботи.

Термометричні дослідження

Розподіл температурного показника на ділянках досліджень коливався в межах від 16,3^{0}С до 25,2^{0}С. Значення, що перевищують середнє+3S (завідомо аномальні) відсутні.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – виділяється одна значна за площею ділянка підвищених значень в центральній частині, котра збігається з розташуванням св. №1-Довгалівська, та декілька незначних точкових ділянок на схід і захід від неї (рис. 5.28).

Квітнева площа – виділяється одна смуга підвищених значень, яка простягається з півдня на північ (Додаток 2. рис. 1.).

Пн. Озерянська площа – присутня лінійна зона підвищених значень, яка охоплює південь та ценр і відділяється фоновими значеннями від невеликої ділянки з підвищеними значеннями поля на півночі. На заході значення нижче фонових (Додаток 3).

Самойлівська площа – присутні дві ділянки підвищених значень ізометричної форми, одна розташована на півдні, інша на півночі; вони розділяються значеннями нижче фонових (Додаток 4).

Загалом відзначається, що найбільш контрастна та інтенсивна аномалія температурного показника спостерігаються на півночі Пн. Гнідинцівської структури (до 25^{0}С), на якій можна виділити дві лінійні смуги підвищених значень – північну і південну, які розділені ділянкою зі значеннями нижче фону (Додаток 5).

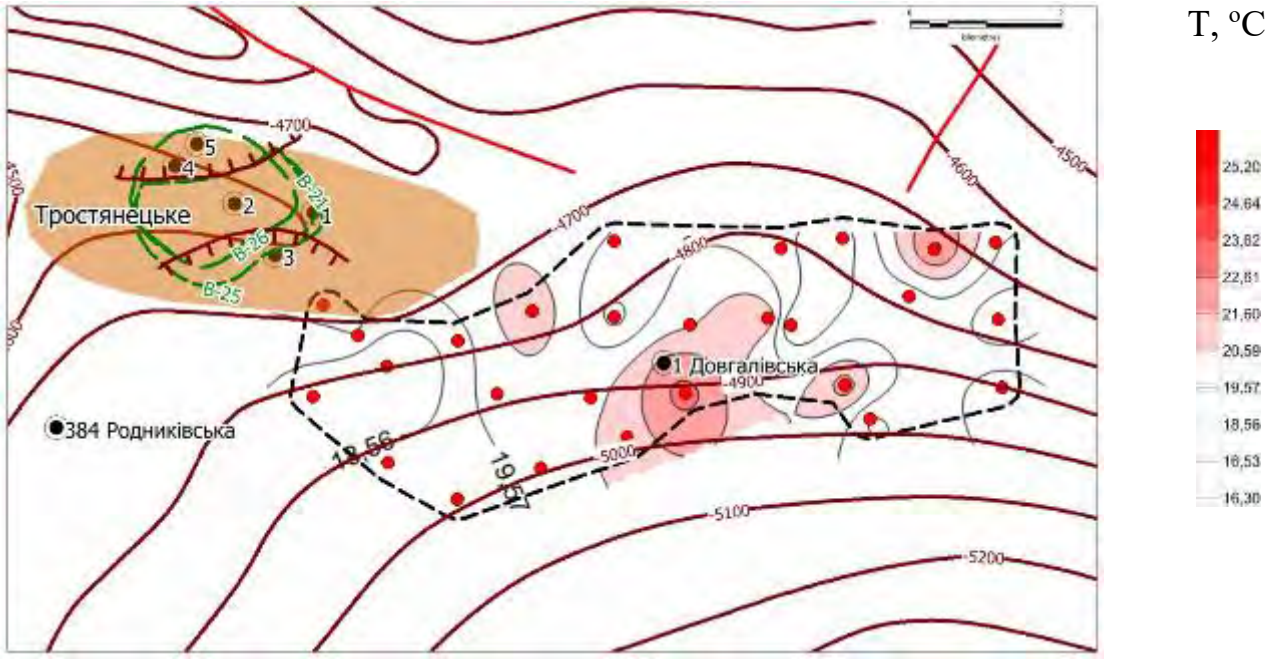


Рис. 5.28. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу температурного (T, °C) показника підґрунтового шару порід.

Ізогіпси горизонту відбиття $V_{B_{2-п}}$ (за даними сейсморозвідки МСГТ)

Тектонічні порушення

Лінія заміщення порід-колектору (В-21) ущільненими породами

Контур продуктивного горизонту В-21

Контур продуктивного горизонту В-25

Контур продуктивного горизонту В-26

1 Довгалівська — Номер та назва свердловини

Родовища нафти і газу

Контур полігону дослідження

Пункти спостереження СТАГД

Соляні штоки

Позитивні структурні форми за горизонтом відбиття $V_{B_{2-п}}$

Еманаційні дослідження

До еманаційних досліджень входило визначення об’ємної концентрації в підґрунтовому повітрі радону і торону.

Радон (^{222}Rn). Значення по радоновому показнику коливається в межах від 0,3 Бк/л до 28,3 Бк/л Аномалії що перевищують середнє+3S (завідомо аномальні) спостерігаються на площах Пн. Озерянська та Довгалівська-Пд.Тростянецька. Загалом підвищенні значення радону зустрічаються на всіх ділянках досліджень.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – в її східній частині спостерігається точкова аномалія, яка входить в значну за площею смугу підвищених значень (рис.

5.29). На заході площі виділяються дві ділянки підвищених значень, утворені поодинокими ПС.

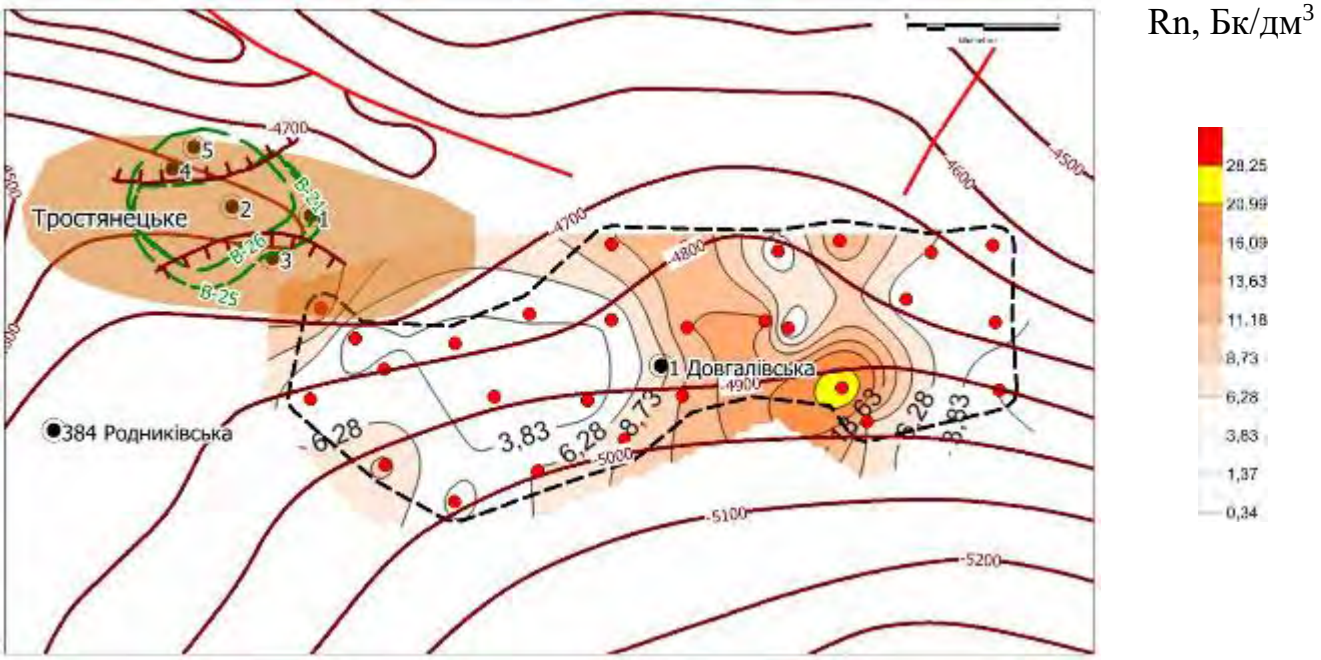


Рис. 5.29. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу вмісту радону (Rn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

Квітнева площа – присутні ділянки з підвищеними значеннями показника радону на північному-сході, в центрі і на південному-заході. Площа за своїми значеннями показника радону є найменш контрастною.

На площі Пн. Озерянська, в південній її частині, спостерігається точкова аномалія, яка входить в значну за площею смугу підвищених значень. На північному-заході виділяється ділянка підвищених значень. Розділені між собою смугою фонових значень та значень нижче фону.

Самойлівська площа – виділяються дві ділянки з підвищеними значення показника радону, одна на півночі, інша на півдні, розділені між собою смугою значень нижче фону.

Пн. Гнідинцівська площа – виділяються 6 ділянок з підвищеними значеннями показника радону, всі вони утворені однією точкою з високими значенням показника радону, навколо яких розташовані точки або з фоновим показником або трохи вище фону, за рахунок цього ділянки є близькими до ізометричної форми.

Торон (^{220}Tn). Розподіл показника торону в цілому повторює розподіл показника радону на площах Самойлівська, Квітнева та Пн. Гнідинцівська. Значення показника знаходяться в межах від 4,2 Бк/л до 74,7 Бк/л. Значень, що перевищуютьсереднє+3S відсутні.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – в цілому подібна до розподілу радону, однак ми також спостерігаємо зміщення підвищених значень з південного-сходу на південний-захід (Рис. 5.30).

Пн. Озерянська площа – також як і по радону виділяється північна та південна ділянки підвищених значень, однак північна ділянка стає більш контрастною, а на південній ділянці відбувається зміщення підвищених значень з заходу на схід.

Відзначається що в межах Північно-Гнідинцівської структури значення тороновго показника нижче ніж на інших і не перевищують середнє+S.

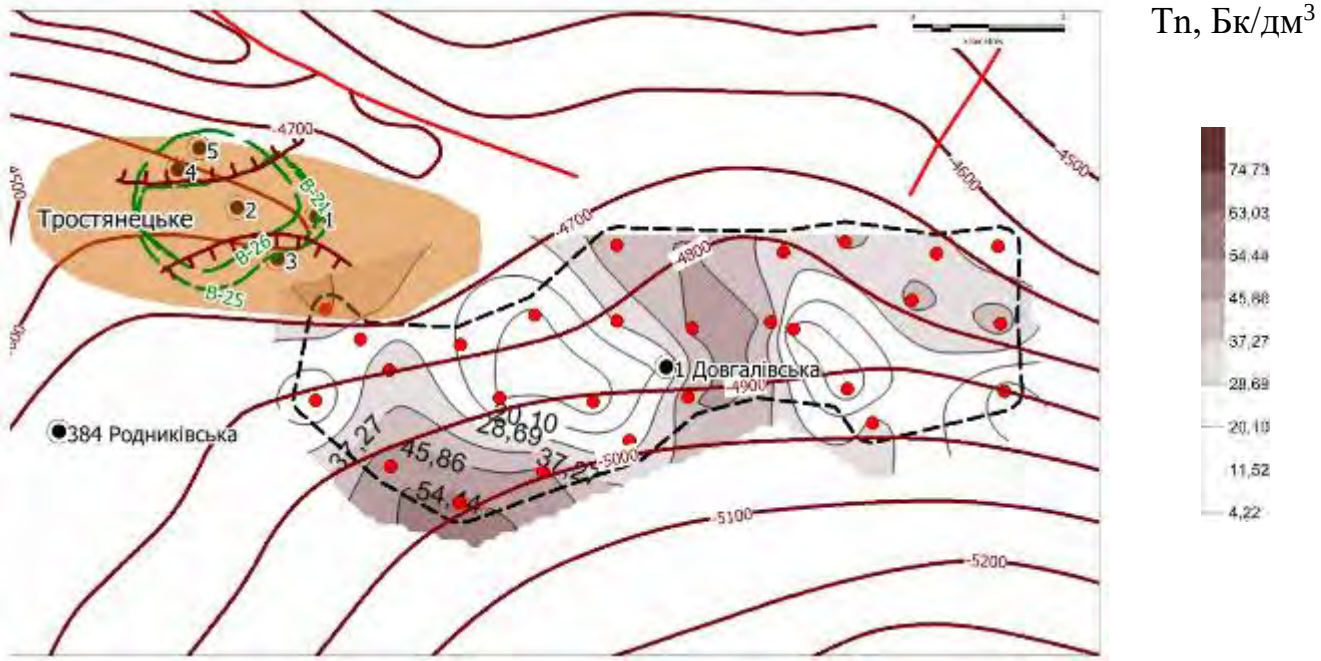


Рис. 5.30. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу вмісту торону (Tn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі

Газогеохімічні дослідження

З метою визначення компонентного складу підґрунтового повітря при проведенні комплексних досліджень за методикою СТАГД було проведено відбір проб у ПС. Всього було відібрано 107 проб (в тому числі 7 проби-дублі) підґрунтового

повітря. Проби-дублі відібрано з метою забезпечення достовірності і точності результатів у ході польових досліджень з розрахунку до 3% від величини загальної вибірки. Дублі відбиралися слідом за основними пробами, з одних і тих же шпурів. Всі проби кондиційні, відібрані відповідно до вимог методик проведення атмогеохімічних робіт [7, 23].

Газогеохімічні дослідження за гелієм, воднем, вуглекислим газом

Вуглекислий газ (CO_2). В цілому повторює розподіл поля по радону і торону (Рис. 5.31).

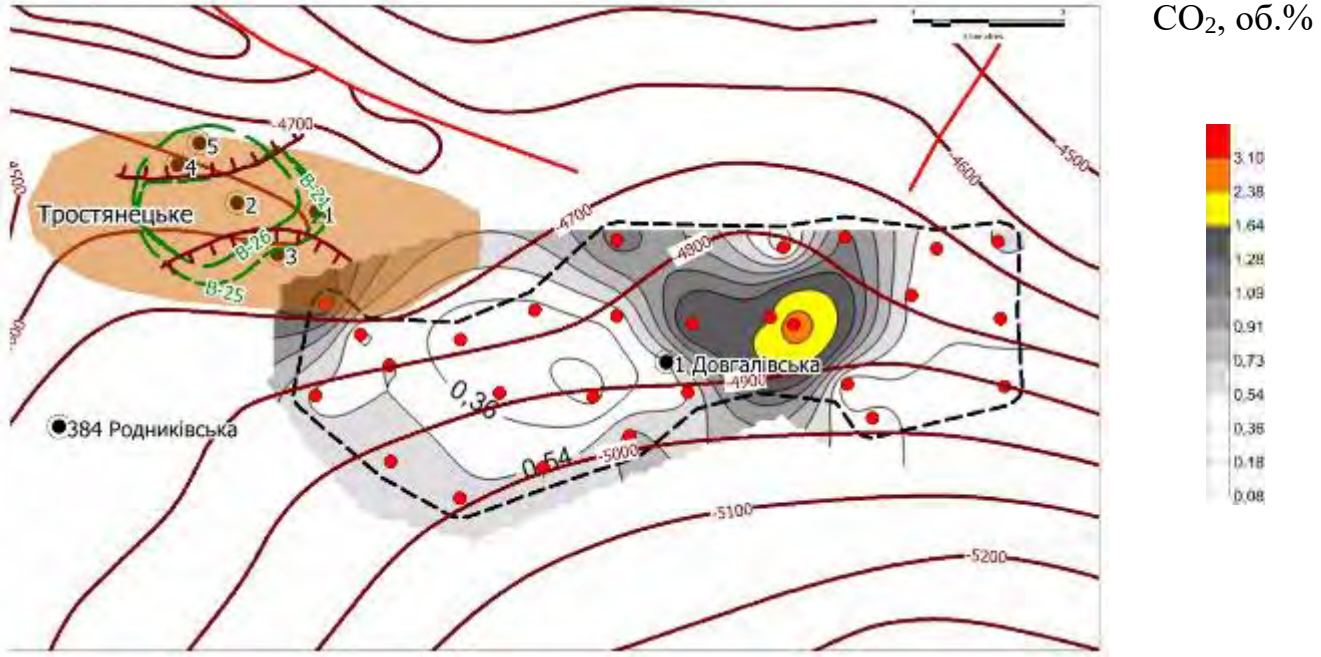


Рис. 5.31. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту вуглекислого газу (CO_2, об.%) в підґрунтовому повітрі

Гелій (He). В межах ділянки досліджень спостерігався у 12 пробах (рис. 5.32).

Водень (H_2). В межах ділянки досліджень вище чутливості приладів зустрічався у 13 пробах (Рис. 5.32).

Звертає увагу, що водень і гелій зустрічався тільки на Пн.Озерянській, Пн.Гнідинцівській і Самойлівський структурах, тобто у південній частині Срібненської западини.

За даними еманаційних і газогеохімічних досліджень та відпрацьованою методикою СТАГД побудована схема просторового розподілу **значень інтегрального коефіцієнта (Кі)** (Рис. 5.32), яка використана в якості основи для виділення зон підвищеної тріщинуватості, разущільнення, тектонічних порушень, а також визначення геодинамічно стабільних ділянок. Загалом розподіл цього коефіцієнту співпадає з розподілом радону і вуглекислого газу.

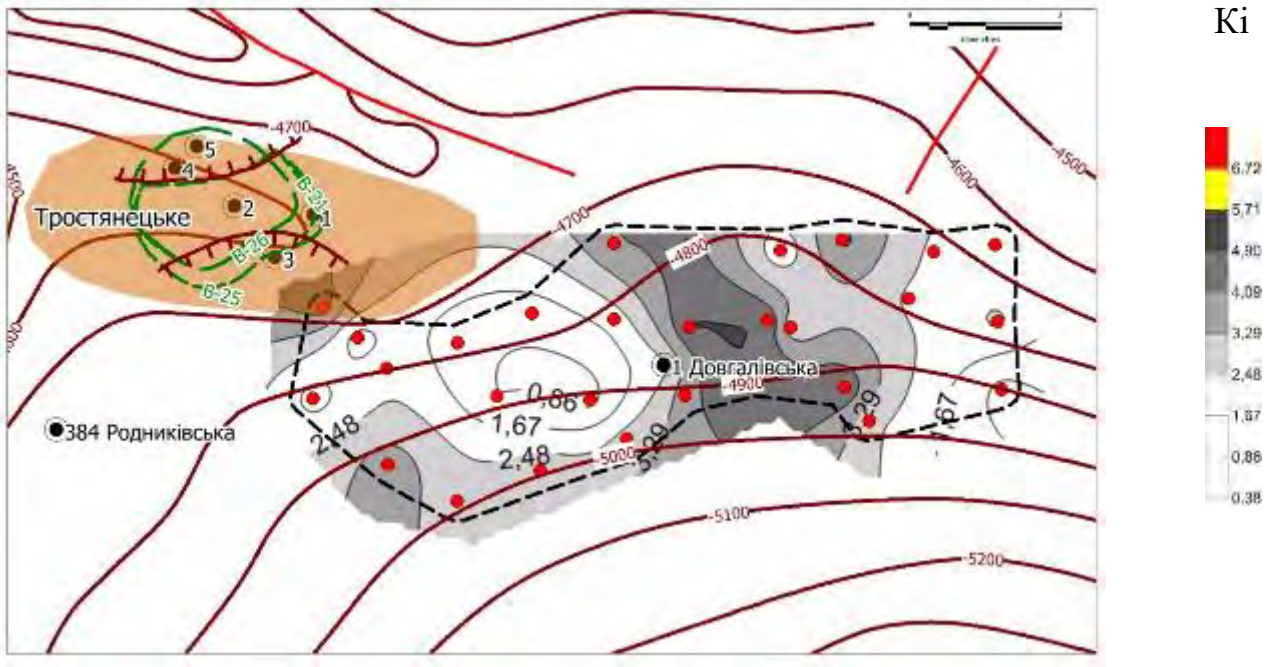


Рис. 5.32. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розташування інтегрального коефіцієнту Кі

За розподілом газогеохімічних показників водню, гелію і вуглекислого газу визначається різні шляхи їх міграції. Вуглекислий газ, як правило, свідчить про процеси окиснення. Інтенсивно ці процеси проходять по зонах тріщинуватості, де існує постійний підтік не окиснених сполук.

Розподіл вуглекислого газу загалом збігається з розподілом радону і торону. На площі Довгалівська-Пд.Тростянецька, в її східній ділянці, присутня точкова аномалія яка збігається по радону і вуглекислому газу, а по торону дана аномалія відсутня.

В межах ділянок досліджень положення ПС де зустрічався водень або гелій перепадає як на фонові так і аномальні значення Кі.

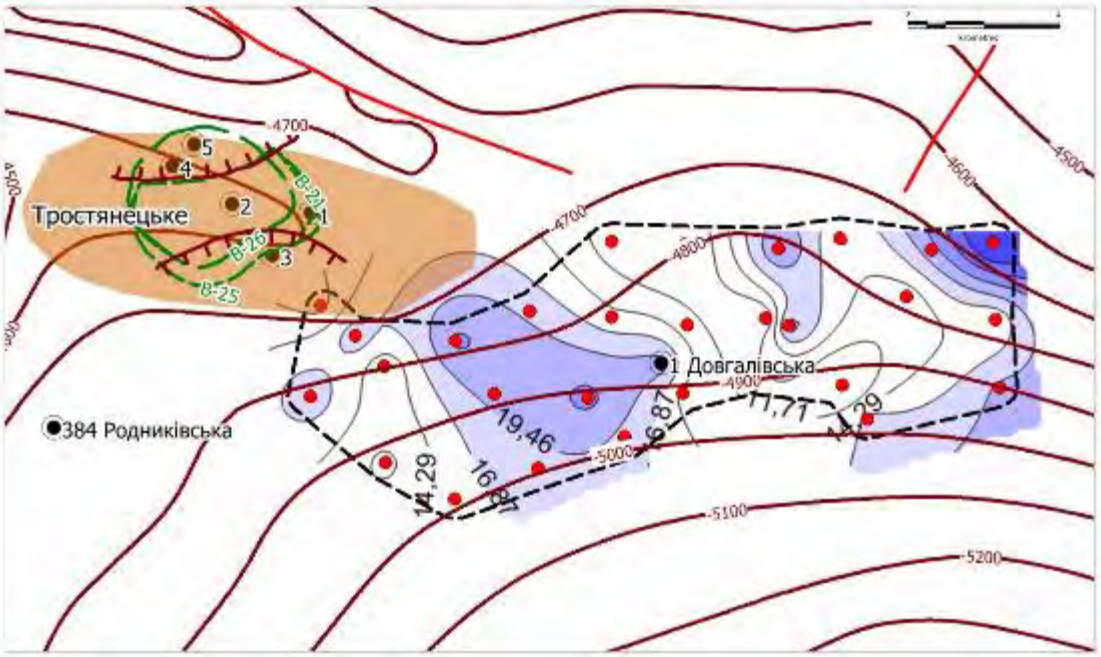
Газогеохімічні дослідження за вільними вуглеводнями

В межах ділянки досліджень виконувалось визначення: метану (CH_4), (Рис. 5.33); етану (C_2H_6) (Рис. 5.34); пропану (C_3H_8), (Рис. 5.36); ізобутану (iC_4H_{10}), (Рис. 5.38); бутану (nC_4H_{10}), (Рис. 5.39); ізопентану (iC_5H_{12}), (Рис. 5.40); пентану (C_5H_{12}), (Рис. 5.41); гексану (C_6H_{14}), (Рис. 5.42) та ненасичених вуглеводнів – етилену (C_2H_4), (Рис.2.35); пропілену (C_3H_6), (Рис.2.37).

Метан CH_4. Значення показника знаходяться в межах від $6{,}0*10^{-5}$ об.% до $64{,}5*10^{-5}$ об.%.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – виділяються дві контрастні ділянки з підвищеними значеннями показника метану, одна на сході, інша на заході.

Квітнева площа – на півночі виділяється одна контрастна точкова аномалія, на півдні фіксуються підвищені значення показника.



CH_4*10^{-5}, об.%

Рис. 5.33. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту метану (CH_4*10^{-5}, об.%) в підґрунтовому повітрі

На площі Пн. Озерянська спостерігаються три ділянки підвищених значень метану, – на сході, північному-заході і півдні, що розділені між собою смугою фонових та нижче фонових значень.

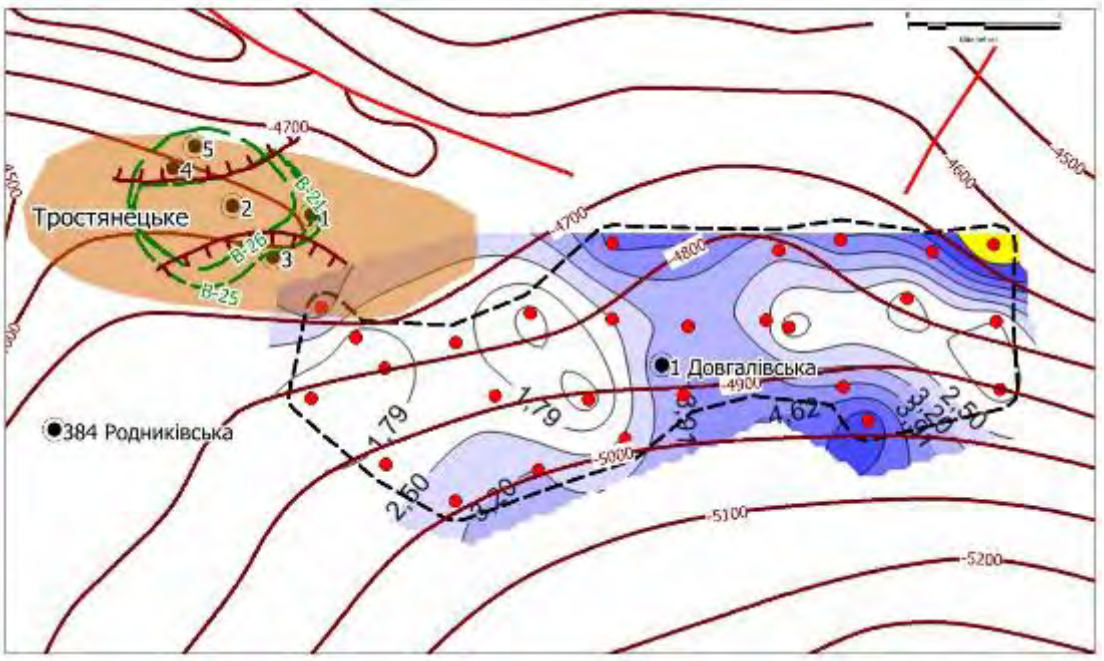
Самойлівська площа – виділяються три ділянки з підвищеними значеннями метану, які поєднуються у субширотну смугу значеннями вище середнє+0,5S.

Пн. Гнідинцівська площа – на сході виділяється точкова аномалія, яка входить у смугу підвищених значень, що простягається з південного-сходу на північний-захід. За розподілом показника аномалія метану (значення перевищує середнє+3S) спостерігається тільки на Пн. Гнідинцівській площі. На інших площах фіксуються підвищенні значення показника.

Етан (C_2H_6). Значення етану знаходяться в діапазоні від 0,3 *10^{-6}об.% до 68,4*10^{-6} об.%.

На відміну від метану за етаном фіксуються висококоонтрасні аномалії на площах Пн. Гнідинцівська, Самойлівська, Квітнева та Довгалівська-Пд.Тростянецька, наймеш контрастною виділяється Пн.Озерянська площа.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – виділяється точкова аномалія на північному-сході, яка входить до лінійної смуги підвищених значень на півночі ділянки досліджень. На півдні присутня лінійна смуга підвищених значень етану. Північна та південна лінійні смуги по’єднані перемичкою підвищених значень етану в центральній частині ділянки досліджень.



C_2H_6*10^{-6}, об.%

Рис. 5.34. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту етану (C_2H_6*10^{-6}, об.%) в підґрунтовому повітрі

Квітнева площа – виділяються дві аномальні ділянки на півночі і на півдні, які розділяються між собою смугою значень нижче фону.

На площі Пн. Озерянська (найменш контрастна) спостерігаються дві ділянки з підвищеними значеннями поля –сході центральної частини (точкова) і півночі.

Самойлівська площа – виділяються дві аномальні ділянки на пінічному-сході і на півдні. Спостерігаються дві ділянки підвищених значень етану, які утворюють з південною аномалією своєрідну плямисту аномалію відділену від північно-східної аномалії смугою значень нижче фону.

Пн. Гнідинцівська площа – виділяються три ділянки з підвищеними значеннями поля (на півночі, на півдні і в сході центральній частини) На сході центральної частини спостерігається точкова висококонтрастна аномалія. За характером розподілу поле етану подібне до розподілу поля метану.

Розподіл показників етилену, пропану, пропілену в цілому повторюють розподіл етану.

Етилен (C_2H_4). Значення етилену знаходяться в діапазоні від $0,9*10^{-6}$ об.% до $83,8*10^{-6}$ об.%.

Пропан (C_3H_8). Значення пропану знаходяться в діапазоні від $0,2*10^{-6}$ об.% до $24,2*10^{-6}$ об.%.

Пропілен (C_3H_6). Значення пропілену знаходяться в діапазоні від $0,2*10^{-6}$ об.% до $53,9*10^{-6}$ об.%.

Розподіл вуглеводневих газів – **ізобутану (iC_4H_{10}), бутану (nC_4H_{10}), ізопентану (iC_5H_{12}), пентану (C_5H_{12}) та гексану (C_6H_{14})** загалом подібні, тобто контури аномалій практично збігаються.

Бутан (nC_4H_{10}). Значення бутану знаходяться в діапазоні від $0,2*10^{-6}$ об.% до $23,9*10^{-6}$ об.%.

Ізобутан (iC_4H_{10}). Значення ізобутану знаходяться в діапазоні від $0,1*10^{-6}$ об.% до $19,7*10^{-6}$ об.%.

Ізопентан (iC_5H_{12}). Значення ізопентану знаходяться в діапазоні від $0,2*10^{-6}$ об.% до $38,8*10^{-6}$ об.%.

Пентан (C_5H_{12}). Значення пентану знаходяться в діапазоні від 0,3*10^{-6} об.% до 21,8*10-6 об.%.

Гексан (C_6H_{14}). Значення гексану знаходяться в діапазоні від 0,3*10^{-6} до 3,6*10^{-6} об.%.

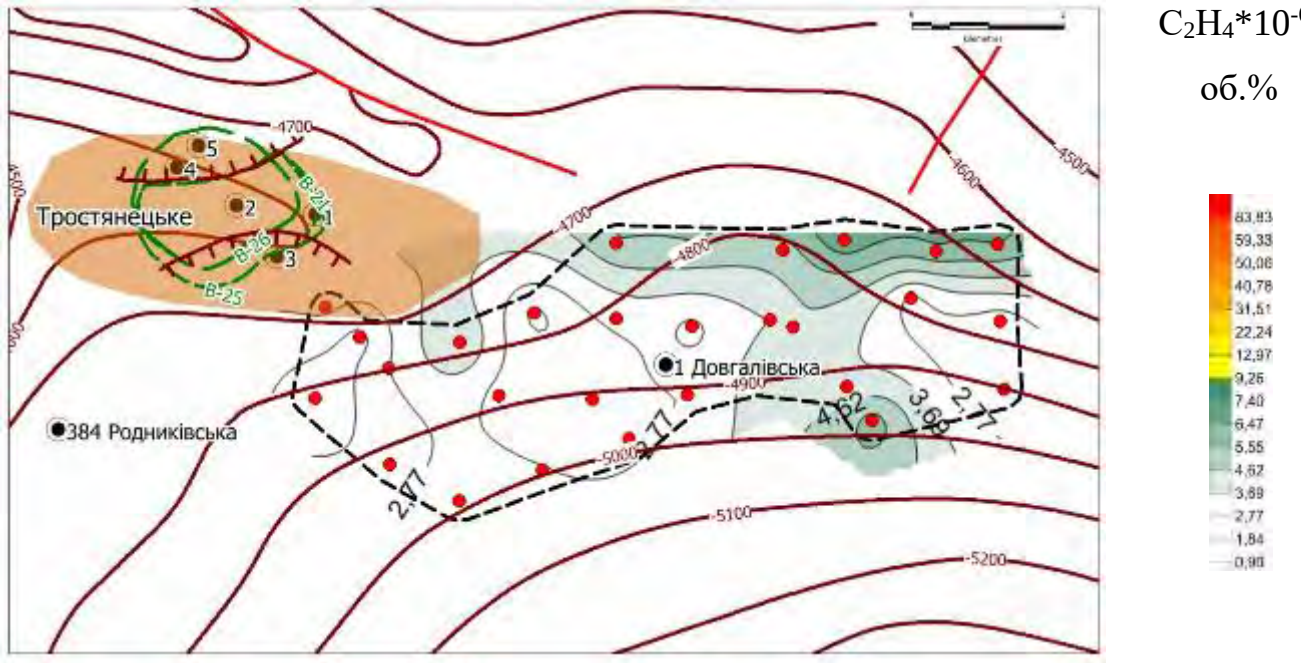


Рис. 5.35. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту етилену (C_2H_4*10^{-6}, об.%) в підґрунтовому повітрі

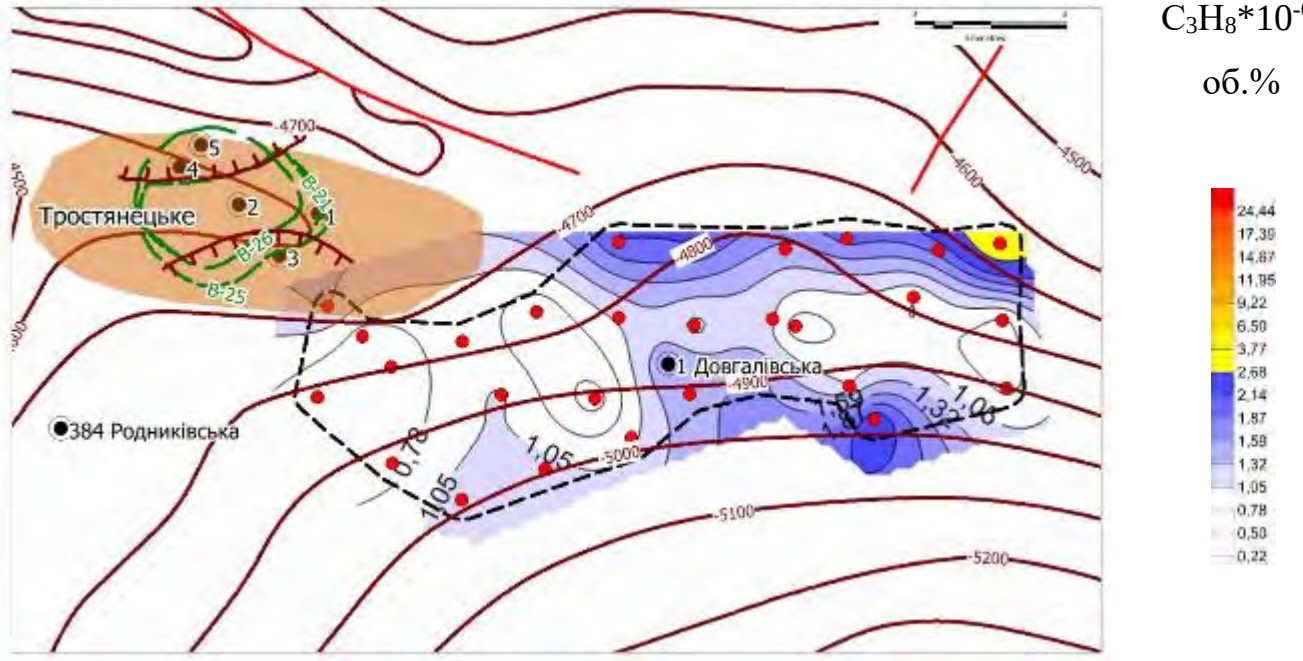
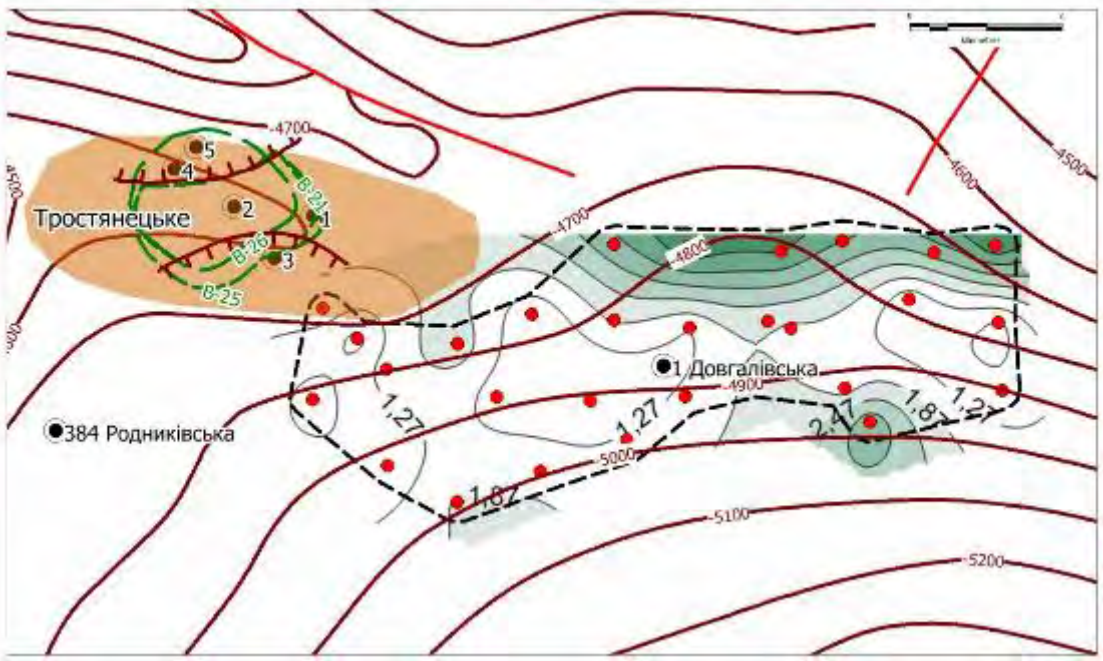
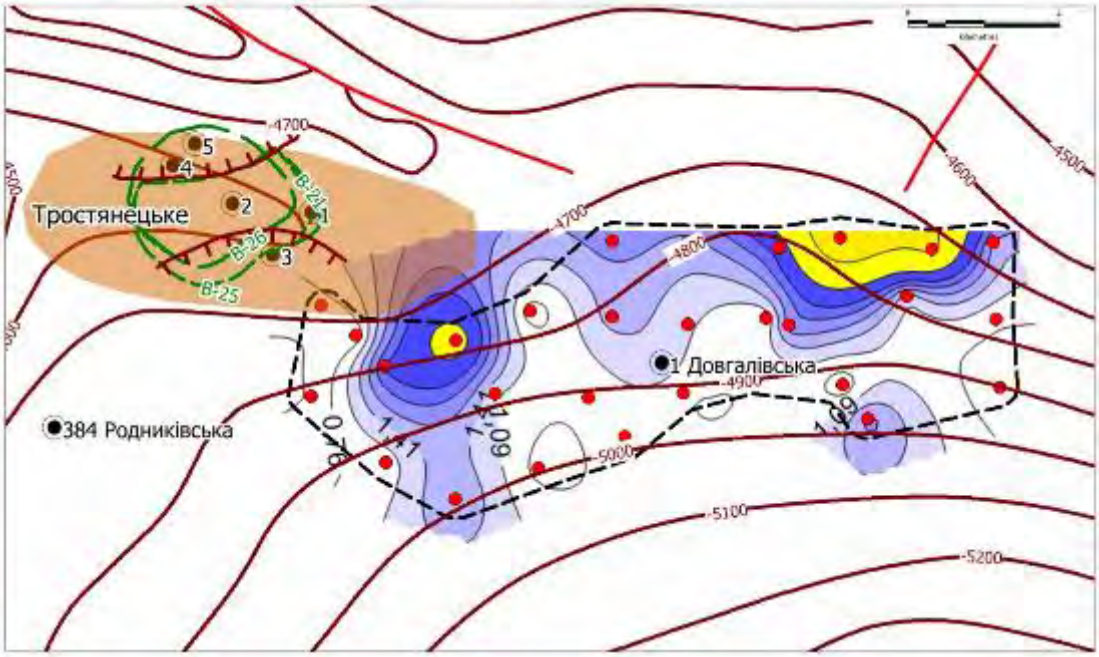


Рис. 5.36. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». ». Схема розподілу показників вмісту пропану (C_3H_8*10^{-6}, об.%) в підґрунтовому повітрі



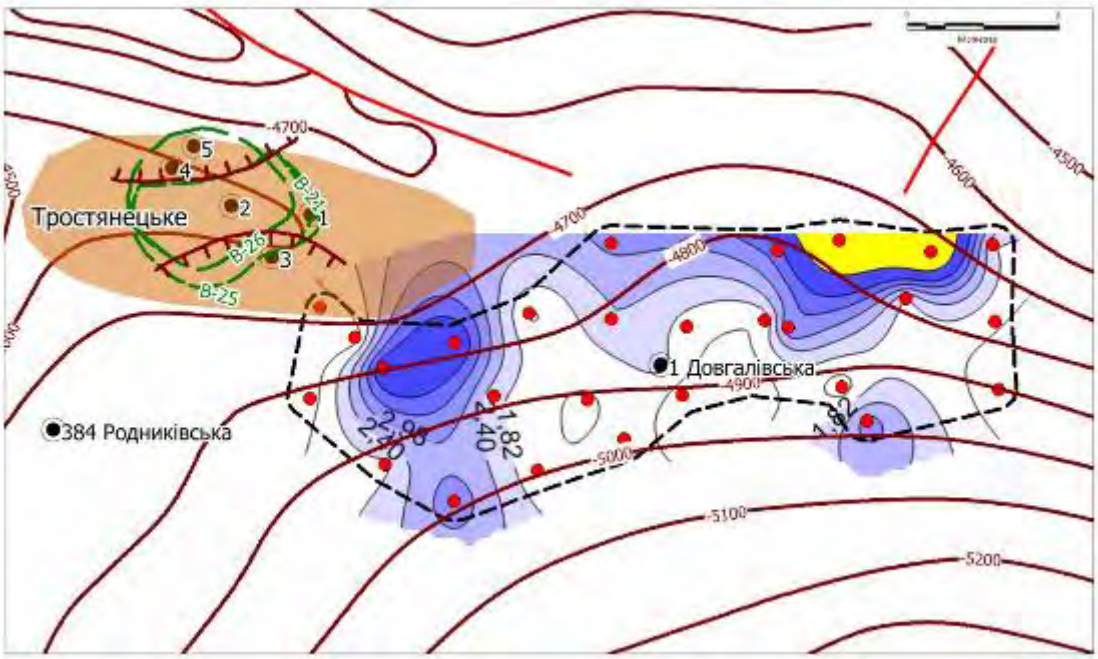
$C_3H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.37. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». ». Схема розподілу показників вмісту пропілену ($C_3H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



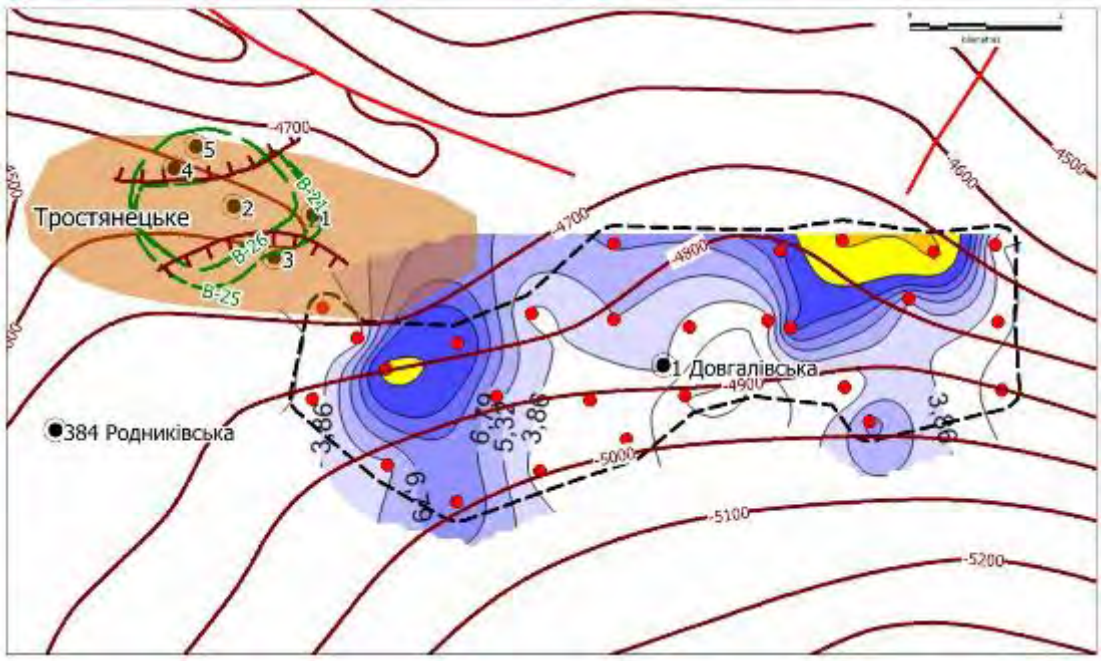
$iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.38. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту ізобутану ($iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



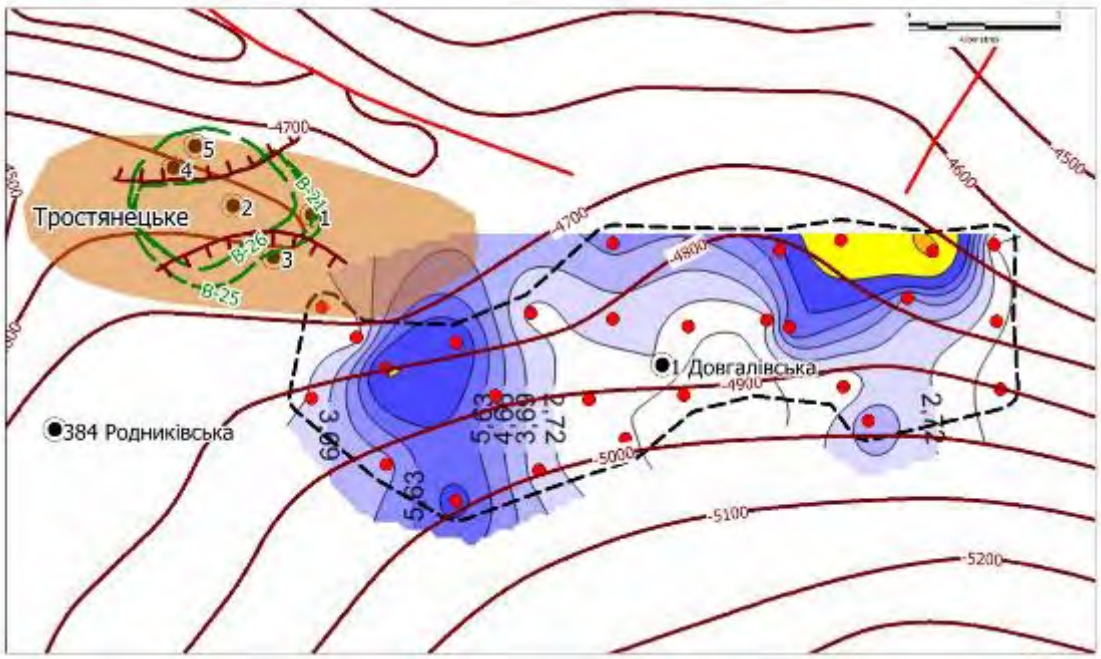
$nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.39. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту бутану ($nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



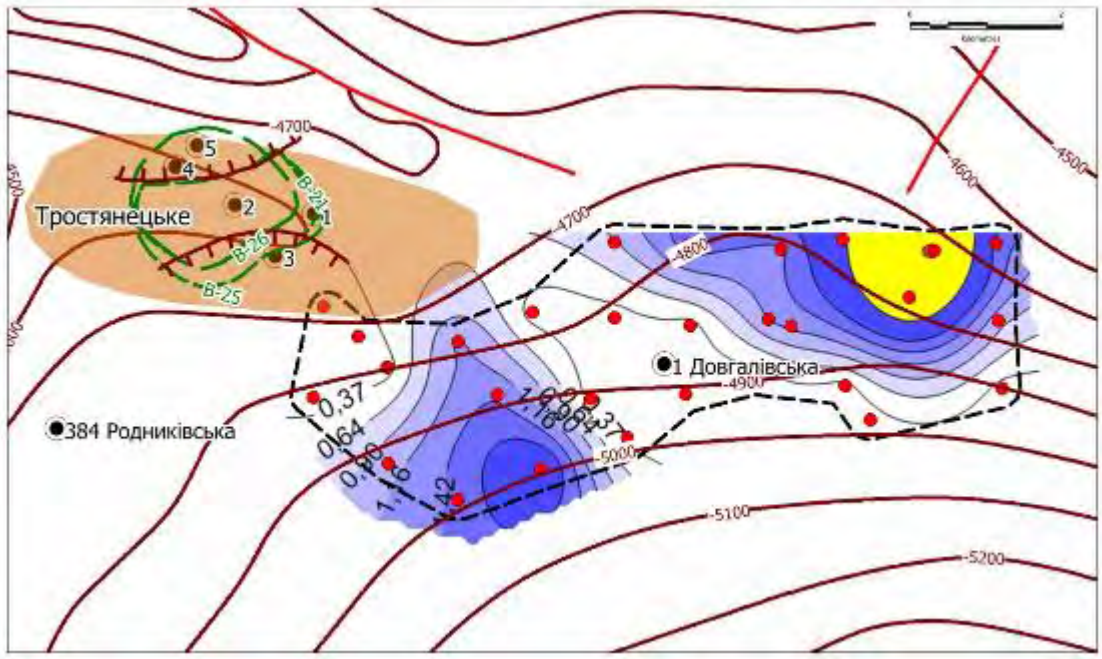
$iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.40. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту ізопентану ($iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.41. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту пентану ($nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%

Рис. 5.42. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу показників вмісту гексану ($C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі

Аномалії спостерігаються на площах Пн. Озерянська, Пн. Гнідинцівська та Довгалівська-Пд.Тростянецька.

Довгалівська-Пд.Тростянецька площа – на північному-сході розташована аномалія, яка входить в субширотну смугу підвищених значень поля розташовану на півночі. Підвищені значення поля, також присутні на заході та північному-сході площі.

Квітнева площа – на південному-сході розташовані точки з підвищеними значеннями поля, в інших переважають значення нижче фону. Площа слабо контрастна.

Пн. Озерянська площа – поділяється на дві частини. Північна – являє собою ділянку з підвищеними значеннями поля і точковою аномалією в своїй східній частині. Південна – зі значеннями поля нижче фону.

Самойлівська площа – в північній і центральній частині розташовані точки з підвищеним значенням поля, в південній частині площі переважають значення нижче фону. Площа слабо контрастна.

Пн. Гнідинцівська площа – складена двома контрастними аномаліями, які входять до субмеридіанальної смуги підвищених значень, що проходить через всю ділянку.

За результатами розподілу атмогеохімічних показників побудовано карту розподілу вмісту **суми легких гомологів метану C_2-C_3** (рис. 5.43), та **суми важких гомологів метану C_4-C_6** (рис. 5.44), яка дозволяє визначити місця, слабко проникні для гомологів метану.

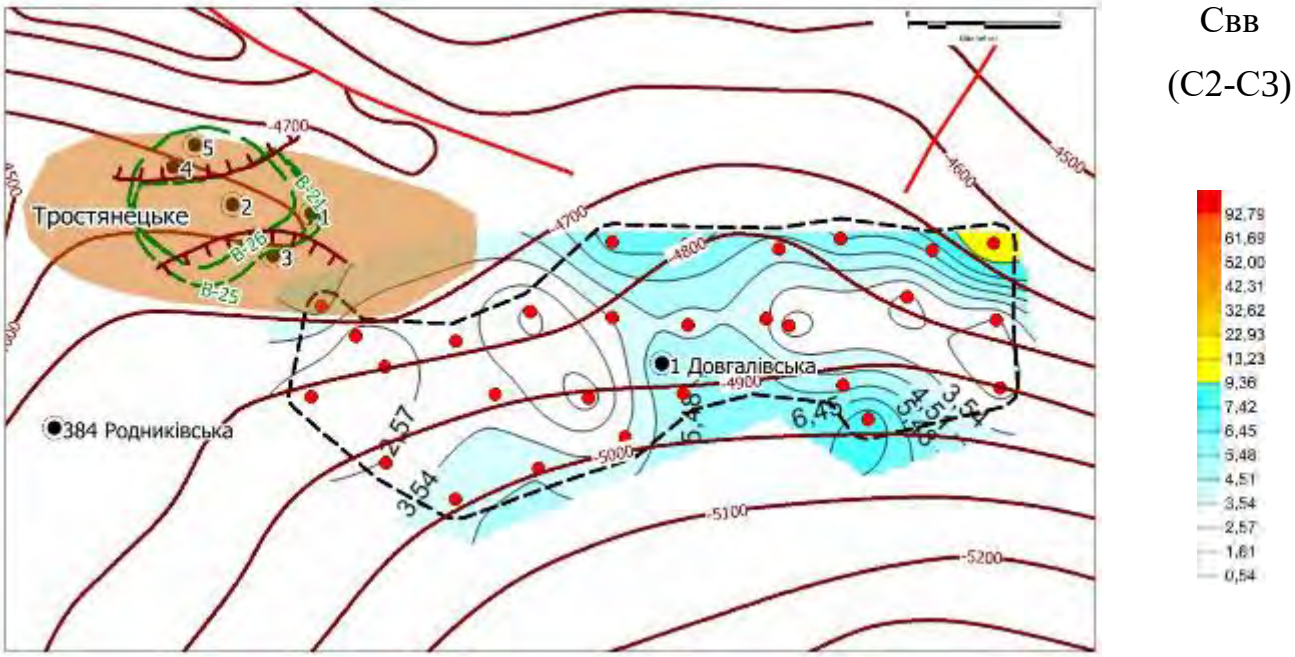


Рис. 5.43. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу вмісту суми легких гомологів метану (Свв *10^{-6}, об.%) (етан, етилен, пропан, пропілен) в підґрунтовому повітрі

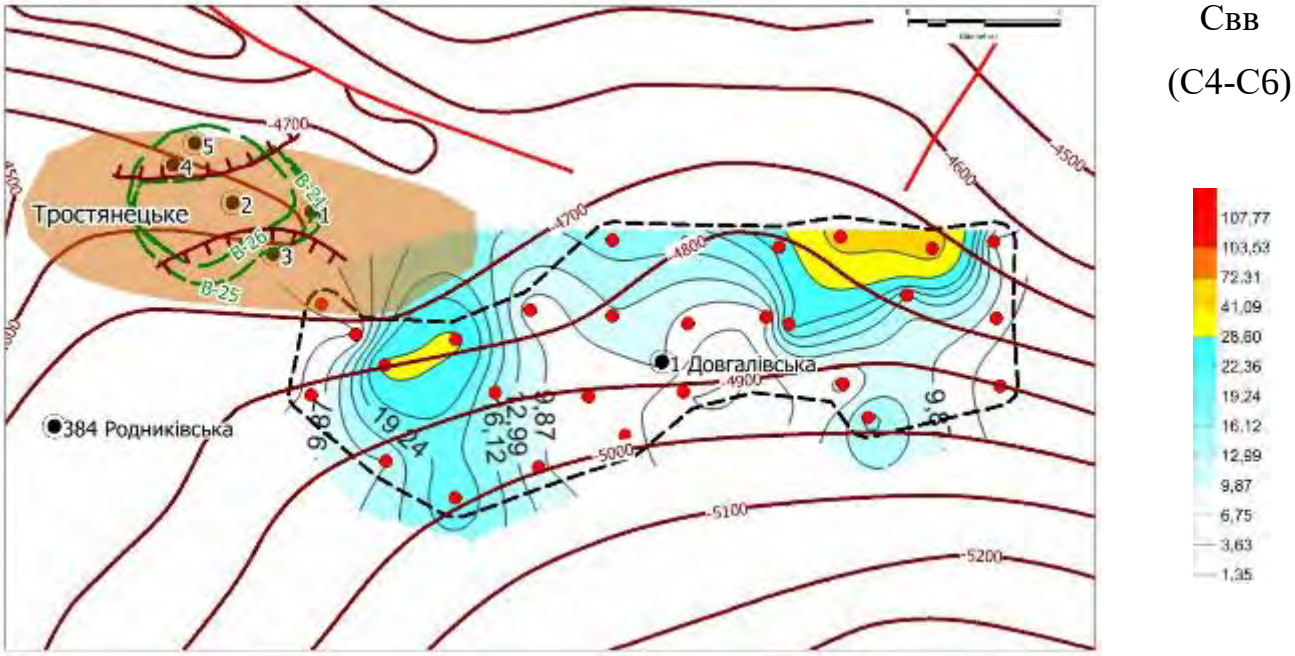


Рис. 5.44. Ділянка «Довгалівська – Північнотростянецька». Схема розподілу вмісту суми важких гомологів метану (Свв *10^{-6}, об.%) (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) в підґрунтовому повітрі

Висновки

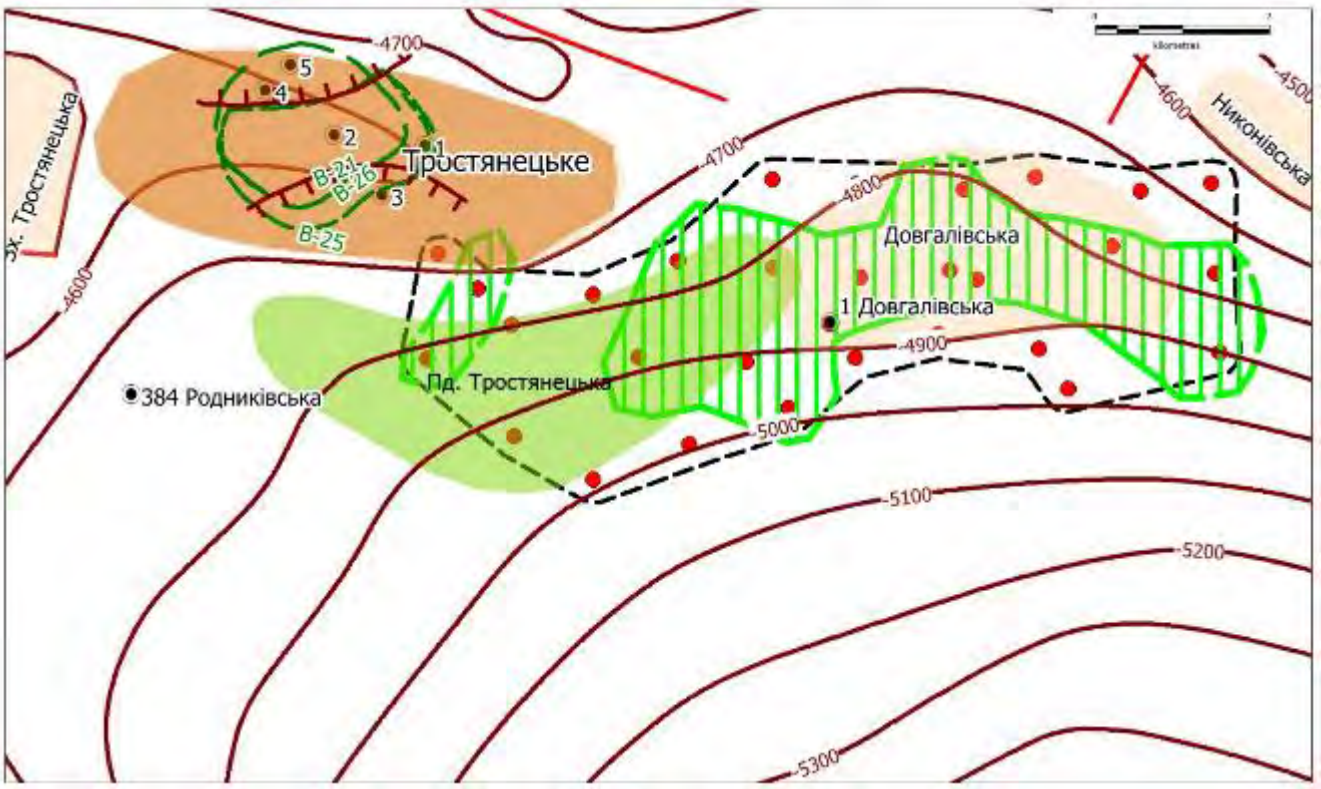
На основі комплексного вивчення території досліджень за технологією СТАГД проведено районування ділянок досліджень (Південнотростянецька – Довгалівська, Квітнева, Північноозерянська, Самойлівська, Північногнідинцівська,) щодо перспектив на пошуки покладів ВВ і складено схему розташування перспективних ділянок. Матеріали звіту [45] є найбільш важливими для інтерпретації результатів СТАГД та обґрунтування прогнозів на поклади ВВ за даними приповерхневих досліджень, особливо враховуючи ту обставину, що на картографічних матеріалах винесені відкриті родовища ВВ, а також структури, які внесені до Фонду перспективних об’єктів станом на 2017 р.

Для уточнення контурів всіх перспективних ділянок рекомендується продовжити роботи за методикою СТАГД через згущення мережі ПС до 250х250 м, як в межах самої ділянки, так і з виходом за її контур.

Умовами виділення перспективних ділянок вважалась відсутність аномальних полів, виділених за результатами аналізу матеріалів еманаційних та термометричних і атмогеохімічних досліджень.

Південнотростянецька – Довгалівська ділянка (Рис. 5. 45) – охоплює дві структури. В її межах визначено дві перспективні ділянки. Перша складної форми включає 12 ПС і охоплює західну, північну і східну частину Довгалівської структури. Друга – включає 2 ПС і розташована в південно-східній частині Тростяницької структури (Південно-Тростянецька).

Перспективи першої ділянки підтверджують результати буріння св.№1-Довгалівська, яка з глибини вибою -5320 м. (відклади нижнього візе, В-26), отримала промислові припливи газу та газоконденсату, дебітами 48,9 тис.м^3/добу та 16,5 м^3/добу відповідно.



Ізогіпси горизонту відбиття $Vв_{2-п}$ (за даними сейсморозвідки МСГТ)

Тектонічні порушення

Лінія заміщення порід-колектору (В-21) ущільненими породами

Контур продуктивного горизонту В-21

Контур продуктивного горизонту В-25

Контур продуктивного горизонту В-26

1 Довгалівська — Номер та назва свердловини

Родовища нафти і газу

Контур полігону дослідження

Пункти спостереження СТАГД

Соляні штоки

Позитивні структурні форми за горизонтом відбиття $Vв_{2-п}$

Контур перспективних ділянок за результатами СТАГД

Виявлені перспективні об’єкти Фонду структур на 01.01.2017р.

Рис. 5.45 Розміщення перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів на площі «Довгалівська – Північнотростянецька».

Квітнева ділянка – в її межах визначено дві перспективні ділянки. Перша – площова (6 ПС), охоплює північно-західну і центральну частину території досліджень і одна точкова, в південній частині території досліджень. Західна границя першої перспективної ділянки визначена умовно і може продовжуватись далі на захід (Рис. 5.46).

За методом аналогії, перспективна ділянка дослідження, знаходиться в однакових умовах з Тростянецьким родовищем.

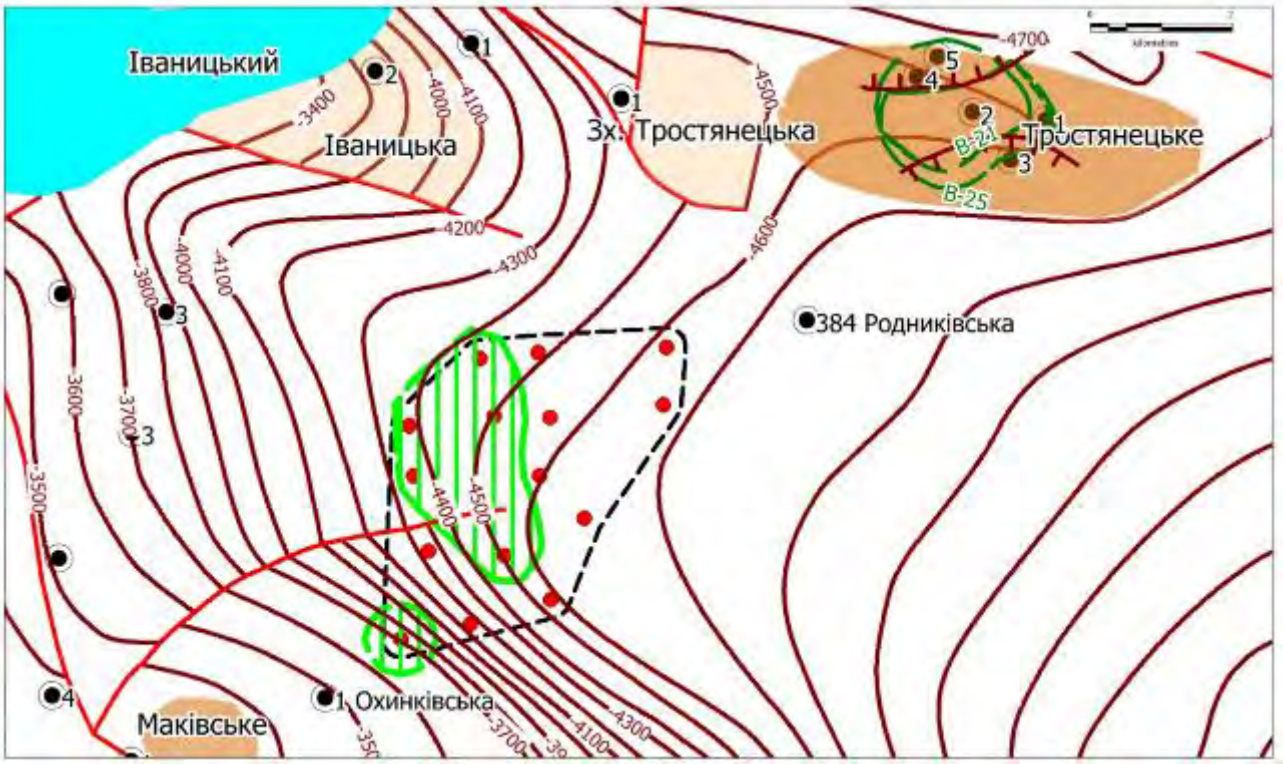


Рис. 5.46. Розміщення перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів на площі «Квітнева».

Північноозерянська ділянка – в її межах визначено дві перспективні ділянки складної форми. Перша включає 3 ПС, друга - 9 ПС (Рис. 5.47).

Характер, виділених, перспективних ділянок, свідчить про можливе виклинювання продуктивних горизонтів уверх по розрізу.

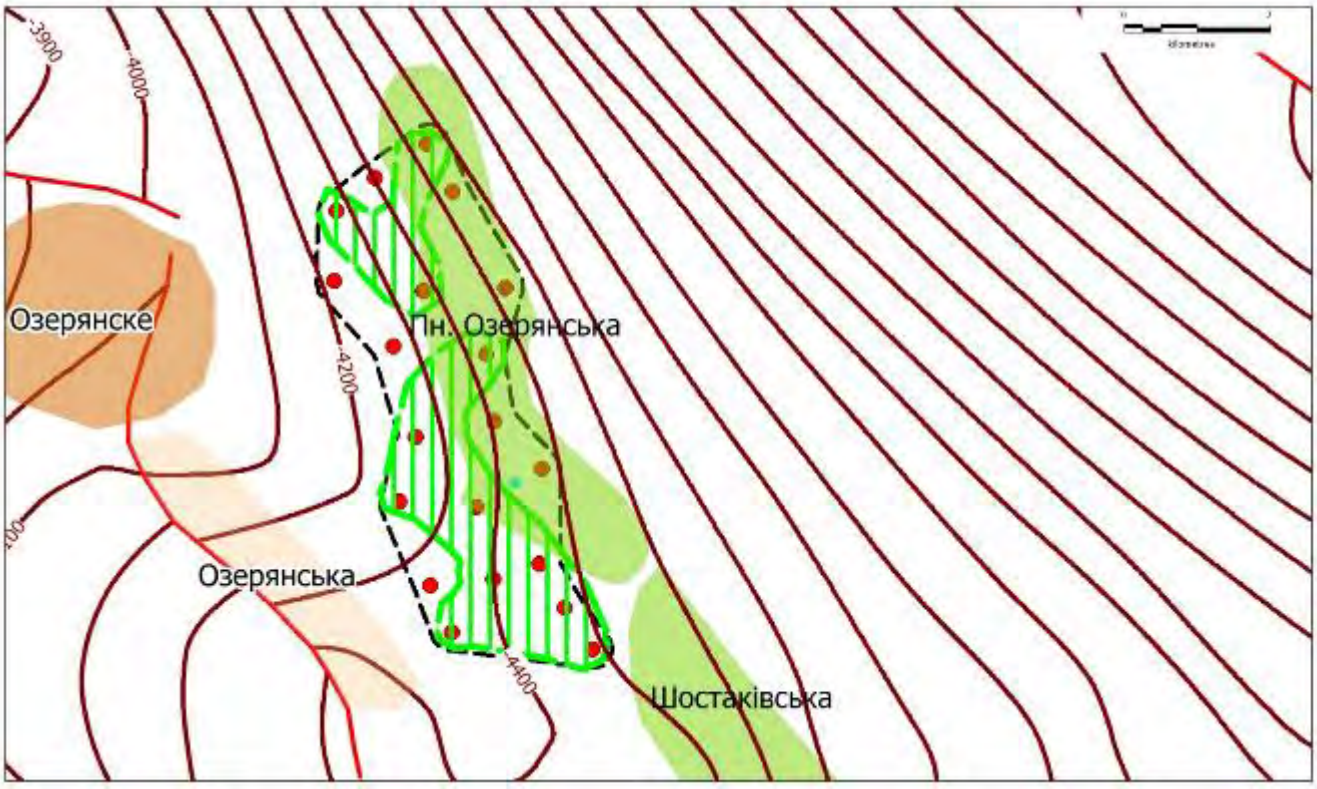


Рис. 5.47. Розміщення перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів на площі «Північноозерянська».

Самойлівська ділянка (Рис. 5.48) – в межах структури визначена перспективна ділянка (8 ПС) складної ізометричної форми.

В межах ділнки пробурена св.№1-Самойлівська, яка за даними буріння, підтвердила наявність регіональних продуктивних горизонтів (В-21, В-22 та XIIа), отримала сліди та не значний прояв вуглеводнів. За результатами дослідження перспективного об’єкту, поклад знаходиться нижче.

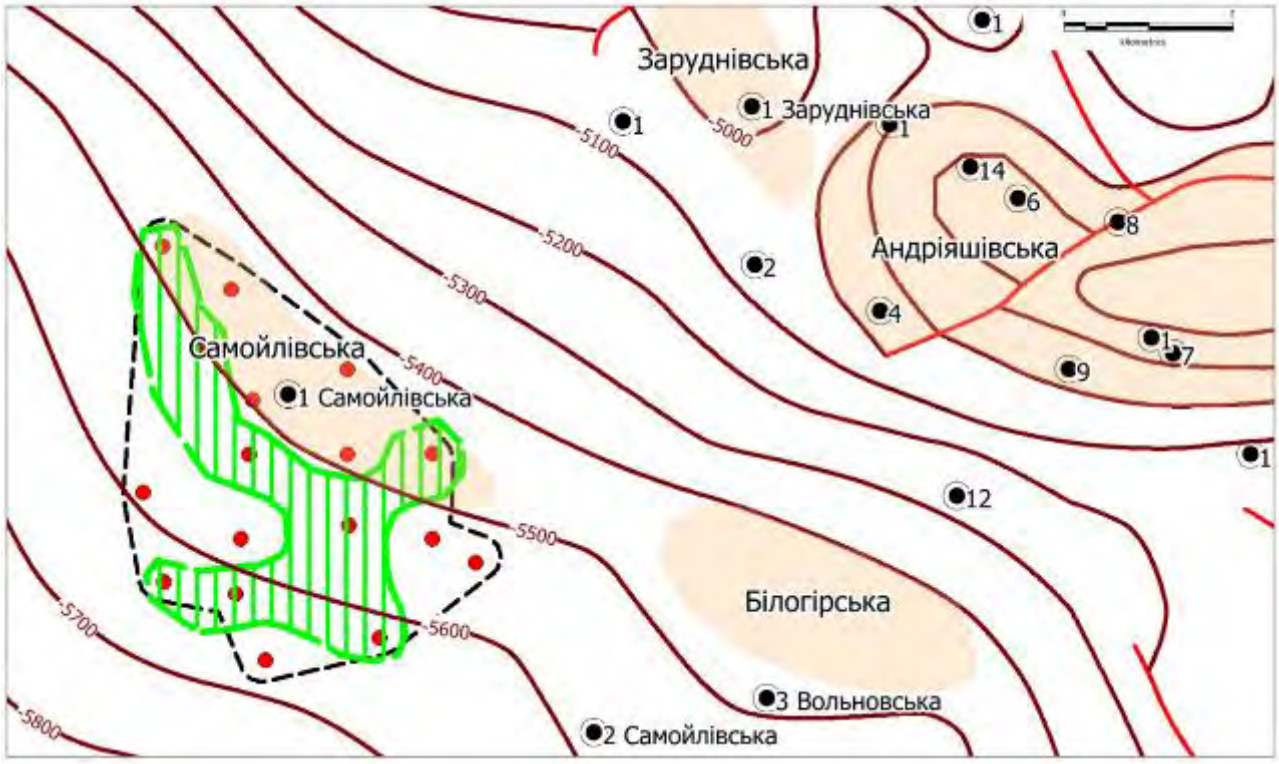


Рис. 5.48. Розміщення перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів на площі «Самойлівська».

Північногнідинцівська ділянка (Рис. 5.49) – в її межах визначена перспективна площова ділянка (13 ПС) ізометричної форми. Такий розподіл перспективної ділянки над виявленим об’єктом, імовірно є продовженням Гнідинцівського НГКР на схід.

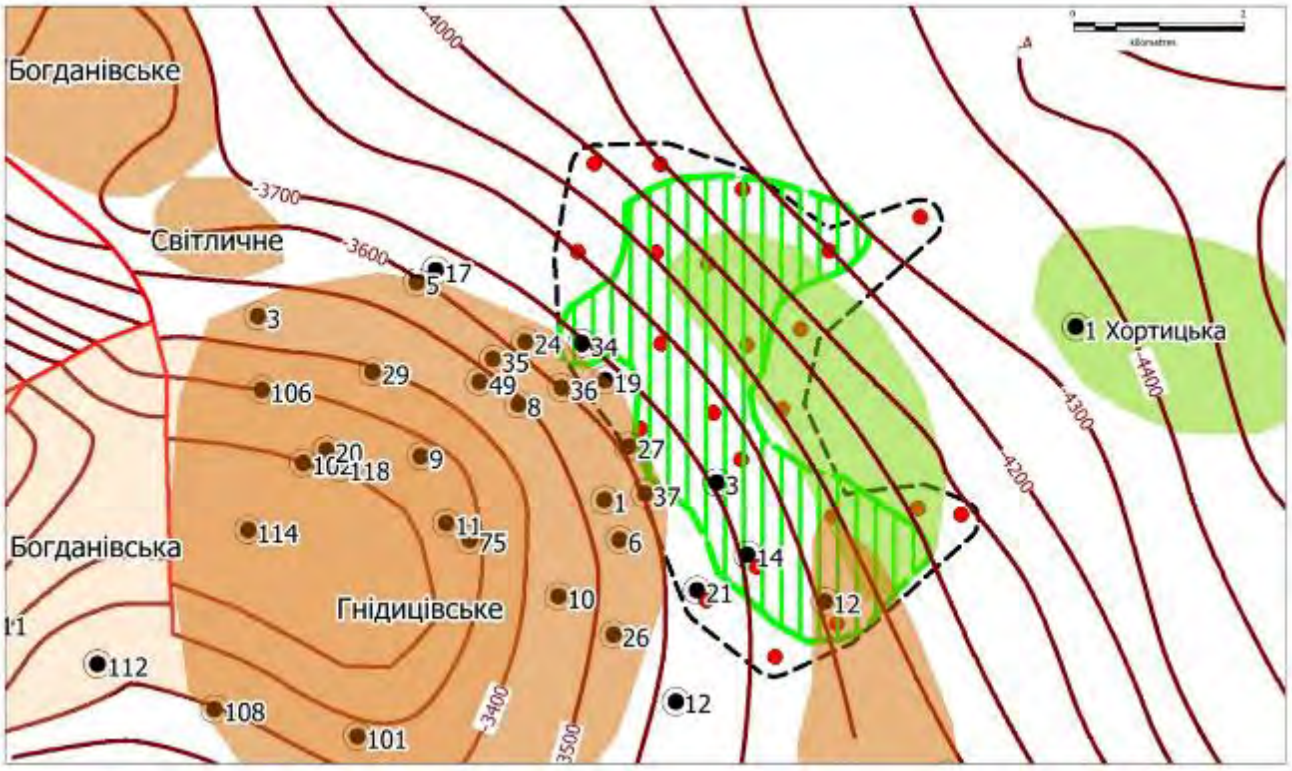


Рис. 5.49. Розміщення перспективних ділянок на пошуки вуглеводнів на площі «Північногнідинцівська».

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 5

Застосування комплексу СТАГД, при вивчені нафтогазоперспективності Срібненського прогину, дозволило визначити картувальні ознаки регіональних тектонічних зон глибинного закладення в кристалічному фундаменті (дорифейських розломів). Це дозволяє рекомендувати впровадження використання комплексу СТАГД на початкових етапах пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ у межах тектонічних структур, перспективних на поклади вуглеводнів. Рекомендується у межах тектонічних структур, проводити деталізаційні роботи, з обов’язковим зменшенням кроку спостережень та повторними спостереженнями й вимірами.

Досвід картування тектонічних зон комплексом приповерхневих методів СТАГД дозволяє виявляти, картувати, простежувати тектонічні порушення, зони розущільнення та тріщинуватості гірських порід, вивчення яких має практичне

значення при використанні різних видів геологорозвідувальних робіт на нафту і газ, але традиційними геолого-геофізичними методами вони не картуються.

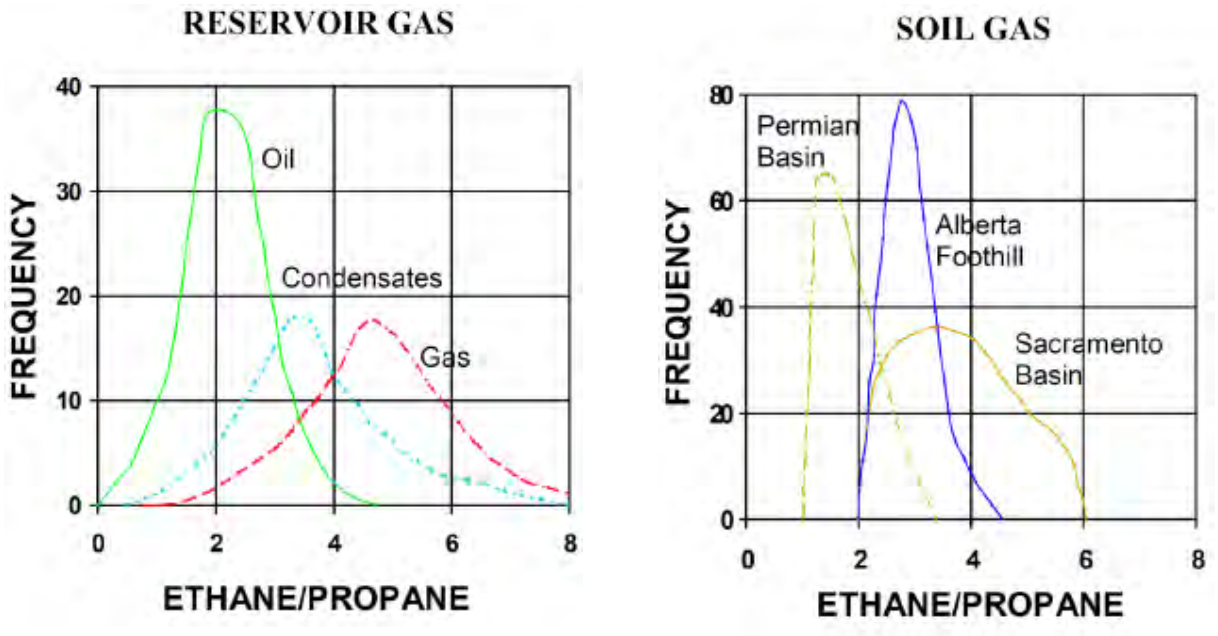
На розподіл показників СТАГД впливає велика кількість факторів. Деякі з них не відображаються іншими методами. Еманаційні дослідження дозволяють картувати геодинамічноактивні зони, які фіксуються на продовжені тектонічних порушень, визначених за сейсморозвідкою, а розподіл метану та його гомологів фіксувати зони фільтрації (розвантаження газів). Крім того, розподіл показників СТАГД вздовж порушень, дозволяє оцінити їх сучасну геодинамічну активність та флюїдопроникність. В залежності від кроку досліджень, визначаються розміри структур які необхідно визначити.

За розробленими критеріями (індикаторами) при локальних дослідженнях СТАГД, виділені ділянки перспективні на пошуки ВВ.

Незалежно від регіональних (профільних) або локальних (площинних) досліджень, окремі ПС в яких визначений гелій та водень фіксувались над глибинними порушеннями або їх продовжені (Див. Рис. 2.9., 5.3., 5.5., Дод. 2, 3, 4, 5)

РОЗДІЛ 6
ПРОГНОЗУВАННЯ ФАЗОВОГО СТАНУ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ПОКЛАДІВ ЗА СПІВВІДНОШЕННЯМИ ПОКАЗНИКІВ СТАГД

Джонс та Дрозд у 1983 році опублікував ґрунтовну роботу в якій аналізуючи відношення етану до пропану в 21000 проб, відібраних в колекторах нафти і газу на площі 16000 км^2, що охоплювала територію трьох нафтогазових басейнів (Сакраменто, Альберта, Пермський) (Рис. 6.1.А) та зіставляючи з результатами отриманими при проведені поверхневої зйомки над покладами вуглеводнів прийшов до висновку, що склад ґрунтових газів надійно відображає фазовий стан вуглеводневих покладів (Рис. 6.1.Б).



А. Гістограма розподілу газу в покладі

Б. Гістограма розподілу газу приповерхневих досліджень

Рис. 6.1. Взаємозв'язок між розподілом газу в покладі та при проведені приповерхневих досліджень [Jones and Drozd (1983) 58 - 60]

З аналогічних міркувань для ДДЗ вперше виконано зіставлення фазового стану покладів ВВ з розподілом показників отриманих при проведені СТАГД.

Для побудов були використані дані по продуктивним горизонтам 17 родовищ ВВ котрі знаходяться в межах Срібненського прогину та його обрамлення –

Матлахівське НГКР, Талалаївське ГКР, Артюхівське НГКР, Коржіївське НГКР, Шумське ГКР, Ярмолинське ГКР, Леляківське НГКР, Гнідинцівське НГКР, Озерянське ГКР, Мехедівсько-Голотівщинське ГКР, Луценківське ГКР, Свиридівське ГКР, Волошківське ГКР, Кампанське НГКР, Андріяшівське ГКР, Василівське НГКР, Рудівсько-Червонозаводське ГКР [3, 58]. За ними розраховано відношення етану до пропану (Рис. 6.2) нафтогазоконденсатних (15 записів, жовта гістограма) та газоконденсатних (50 записів, блакитна гістограма) покладів. Ці дані зіставлені з кривою розподілу частоти (зелена крива) відношення етан/пропан отриманої при проведені польових досліджень за технологією СТАГД (177 записів).

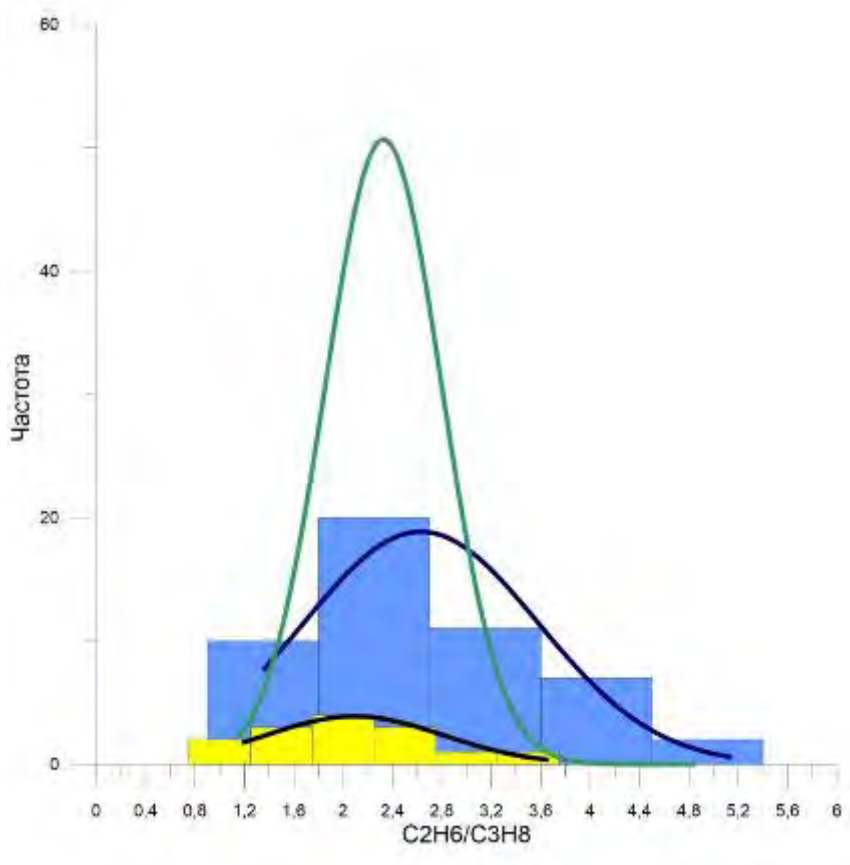


Рис. 6.2. Гістограма розподілу відношення етан/пропан по продуктивним горизонтам нафти і газу та гістограми отриманих при проведені польових дослідженнях за технологією СТАГД.

Жовта гістограма, чорна крива розподілу частоти – нафтогазоконденсатні поклади ДДЗ.
Блакитна гістограма, темно-синя крива розподілу частоти – газоконденсатні поклади ДДЗ
Зелена крива розподілу частоти – польові спостереження в межах Срібненського прогину.

Крива розподілу частоти польових досліджень (зелена крива) СТАГД, в межах Срібненського прогину, збігається з кривими розподілу частоти нафтогазоконденсатних і газоконденсатних продуктивних покладів ДДЗ, що свідчить про підтвердження головної ідеї дослідників Джонс та Дрозд, та те що вона працює й для ДДЗ і завдяки цьому можна прогнозувати фазовий стан покладів на глибині за результатами польових приповерхневих досліджень на денній поверхні.

Продовжуючи роботи з напрацювання бази даних співвідношень газових похідних відібраних в колекторах ВВ, Джонс та Дрозд запропонували палетку прогнозу фазового стану покладів за відношеням Log(C1/(C2+C3)) до Log(C2/(C3+C4)) (Рис 6.3) яке працювало для всіх басейнів. Таке саме відношення відповідало й наземним спостереженням [58-60].

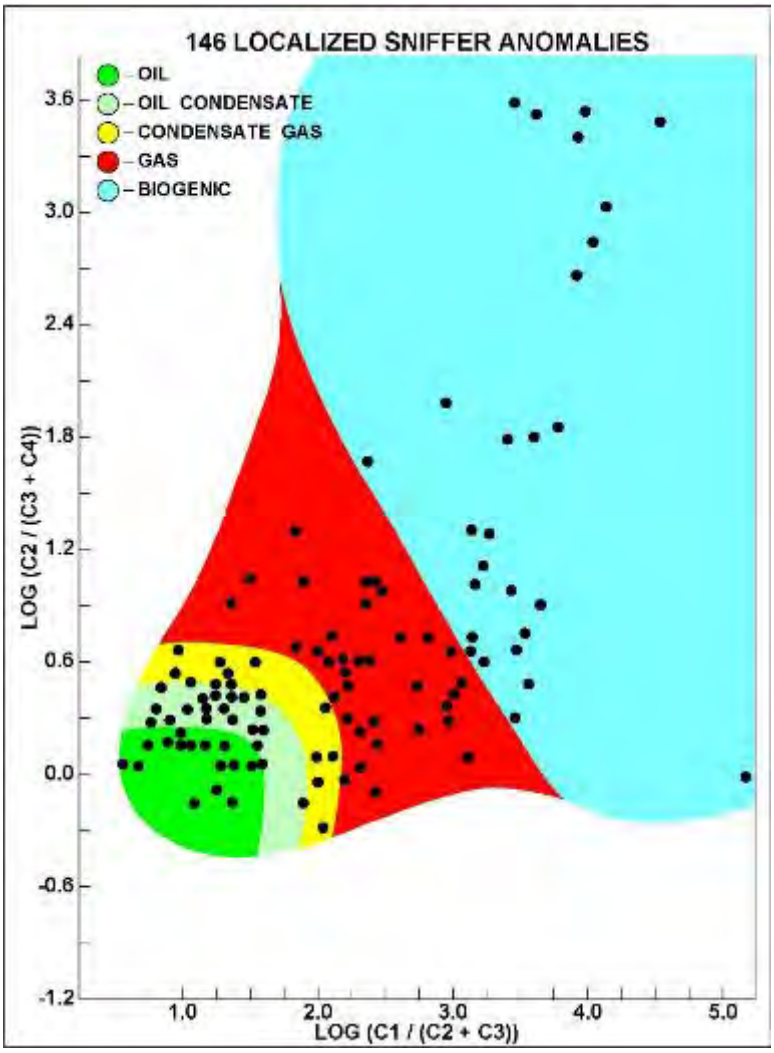


Рис. 6.3. Порівняльна діаграма розподілу 146 значень приповерхневих досліджень та даними отриманих при дослідженні Мексиканської затоки [58]

З аналогічних міркувань для ДДЗ вперше виконано створення палетки прогнозування фазового стану покладів ВВ та її зіставлення з газами підґрунтового повітря отриманих при проведені СТАГД в межах Срібненського прогину. Для цього було використано 741 запис характеристик природних газів продуктивних пластів по 203 родовищам ВВ наведених в «Атлас родовищ нафти і газу України» [3]. За співвідношенням газової та рідкої фаз виділяються 4 типи вуглеводнів: вуглеводневі гази, газоконденсати, системи перехідного стану та нафти. Розмежування між двома останніми має умовний характер [3]. Також в Атласі не наводиться данні газів нафтових родовищ.

Приведений розподіл для родовищ східного нафтогазоносного регіону (Рис. 6.4.), загалом збігається із запропонованою дослідниками Дрозд та Джонс палеткою. Значення які виходять за межі контурів фазового стану свідчать про переважання другого знаменника над першим та багатопластовістю родовищ вуглеводнів ДДЗ (що відповідають розчиненим газам в продуктивних горизонтах [3]), що безперечно впливає на склад газу в покладі.

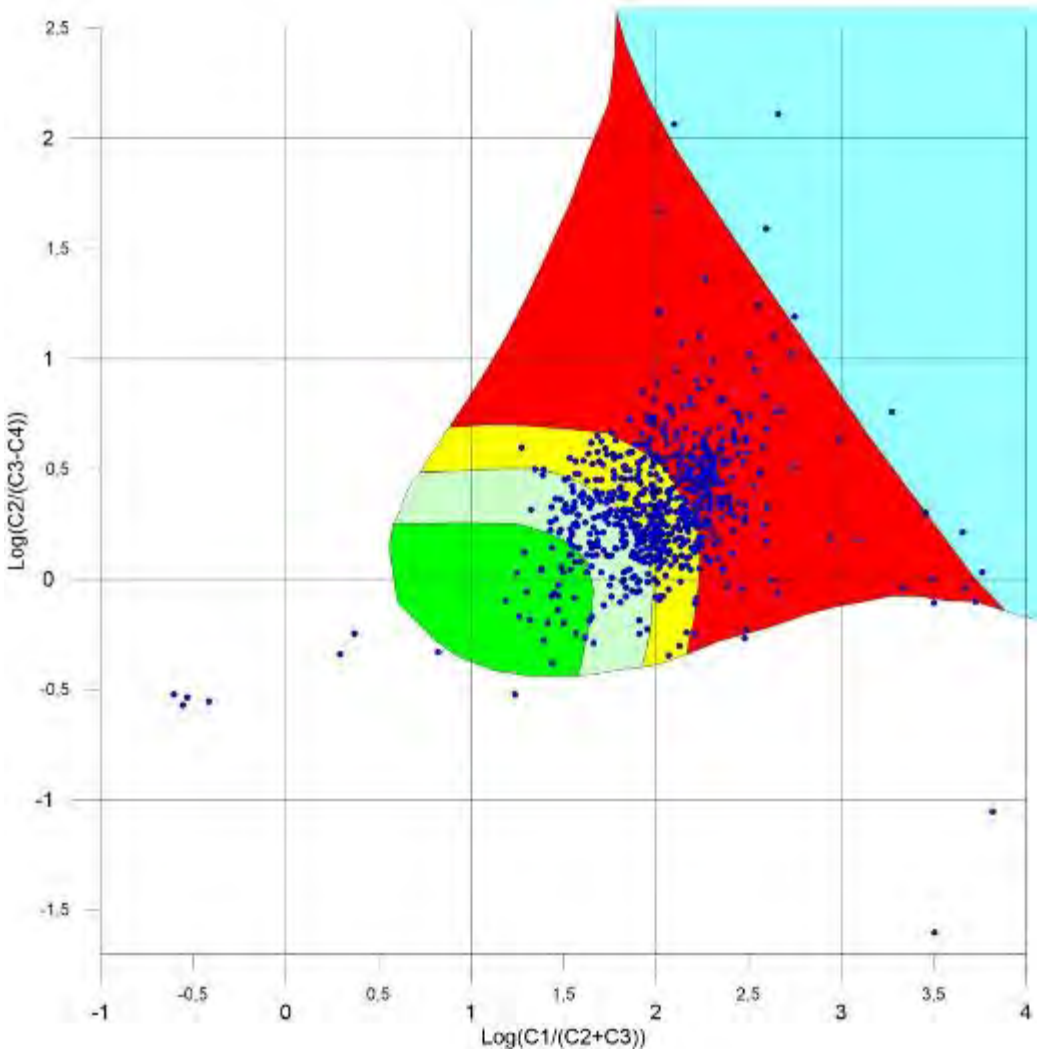


Рис. 6.4. Розподіл значень продуктивних пластів на палетці фазового стану ВВ

При зіставлені даних розрахованих показників по продуктивним горизонтам родовищ нафти і газу в межах Срібненського прогину з даними проведених приповерхневих досліджень СТАГД, побудовано розподіл цих показників на палетці прогнозування фазового стану покладу на глибині (Рис. 6.5)

З розподілу видно, що всі показники, як і для профільних, так і для площинних спостережень, знаходяться в межах нафтогазового та газоконденсатного поля. Чим підтверджує перспективність цих ділянок для подальшого освоєння.

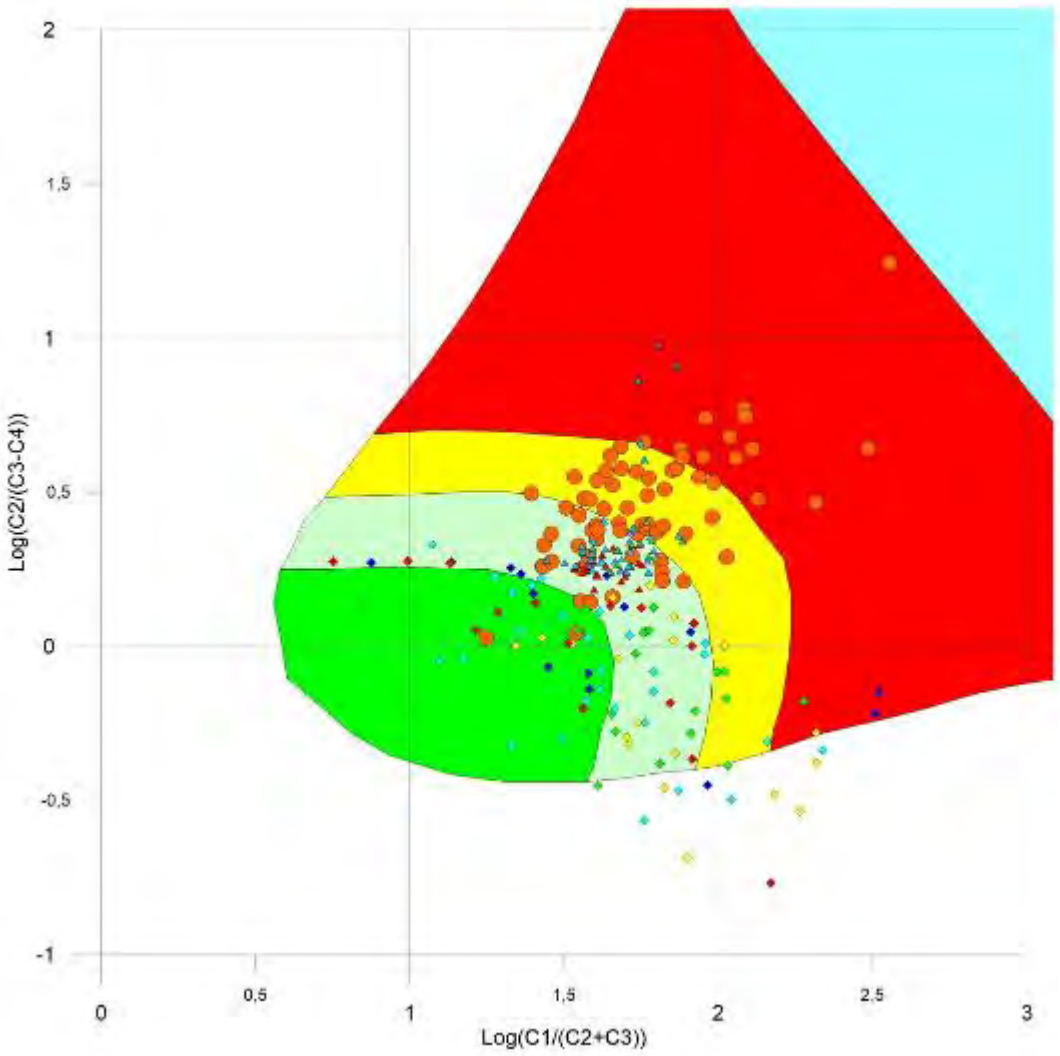


Рис. 6.5. Розподіл значень продуктивних пластів та польових спостережень СТАГД на палетці фазового стану ВВ.

а. б. в. г. д. Області вуглеводневих фазових станів покладів: а. нафта; б. нафтогазоконденсату; в. газоконденсату; г. газ; д. газ органогенний

а. б. в. г. Розподіл співвідношень профільних досліджень: а. профіль I-I; б. профіль II-II; в. профіль III-III; г. профіль IV-IV

а. б. в. г. д. Розподіл співвідношень площинних досліджень по ділянках: а. Квітнева; б. Пд. Тростянецько-Довгалівська; в. Пн. Гнідинцівська; г. Пн. Озерянська; д. Самойлівська

Розподіл співвідношень продуктивних горизонтів родовищ Срібненського прогину

При аналізі даних польових досліджень та даних складу газів з покладів можна зробити ряд висновків:

Коефіцієнти площинних досліджень, які виходять з площини фазових станів та тяжіють до розчинених газів можуть свідчити про інтенсивне розвантаження ВВ газів та складний механізм міграції з надр до денної поверхні в межах всього прогину. Розподіл всіх інших показників площинних та профільних досліджень знаходяться в нафтогазовому полі.

ВИСНОВКИ ДО РОЗДІЛУ 6

Вперше для ДДЗ було використано аналіз, оцінки фазового стану ВВ в покладах за співвідношенням атмогеохімічних показників. Отримані результати, загалом збігаються з висновками Джонс та Дрозд, і потребують подальшого опрацювання на інших ділянках ДДЗ. Використання цього співвідношення в комплексі СТАГД дозволяє вдосконалити методику проведення досліджень.

ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі на основі комплексного аналізу геологічних і геофізичних даних вирішені поставлені наукові та практичні задачі - уточнена геологічна будова Срібненського прогину котрий розташований у північно-західної частини Дніпровсько-Донецької западини, проаналізована нафтогазоносність родовищ і виявлених структур в межах об’єкту дослідження та дані практичні рекомендації для цілеспрямованих пошуків вуглеводнів в межах ділянок дослідження. У процесі проведення наукових досліджень отримані такі результати:

Проведення досліджень за технологією СТАГД дозволило вперше, встановити особливості розподілу термо- і газових полів у межах об’єктів досліджень та визначити геодинамічну активність й флюїдопроникність в різних частинах Срібненського прогину.

Застосування комплексу СТАГД при вивчені нафтогазоперспективності Срібненського прогину дозволяє виявляти, картувати, простежувати регіональні тектонічні зони глибинного закладення в кристалічному фундаменті (дорифейські розломи), зони розущільнення та тріщинуватості гірських порід, вивчення яких має практичне значення. Це дозволяє рекомендувати впровадження використання комплексу СТАГД на початкових етапах пошукових і розвідувальних робіт на нафту і газ, перспективних на поклади вуглеводнів. Рекомендується у межах структур, проводити деталізаційні роботи, з обов’язковим зменшенням кроку спостережень досліджень СТАГД та повторними зйомками.

За розробленими критеріями (індикаторами) при локальних дослідженнях СТАГД, науково і теоретично обґрунтовано виділення в межах Срібненського прогину та його обрамленні об’єктів (ділянок), перспективних на пошуки вуглеводнів, які рекомендуються для пошуку родовищ нафти та газу. Незалежно від регіональних (профільних) або локальних (площинних) досліджень окремі ПС, в яких визначений гелій та водень, фіксувались над глибинними порушеннями або їх продовжені.

Запропоновано використовувати відношення показників (етан/пропан та

Log(C1/(C2+C3))/Log(C2/(C3+C4))) СТАГД з метою оцінки фазового стану покладів, отриманих при проведенні приповерхневих термо-атмогеохімічних зйомок в ДДЗ. Отримані результати потребують подальшого опрацювання на інших ділянках ДДЗ. Використання цього співвідношення в комплексі СТАГД дозволяє вдосконалити методику проведення досліджень та підвищити рівень наукових обґрунтувань прогнозних оцінок на виявлення нових покладів вуглеводнів й вдосконалити методику.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Арсірій Ю.А. Атлас геологического строения и нефтегазоносности Днепровско-Донецкой впадины / Арсірій Ю.А., Витоненко В.А. та ін.; – К.: Мингео УССР, 1984.–190с.
2. А. с. № 28176 Комплексна методика структурно-термо-атмогідро-геохімічних досліджень (СТАГД) / І.Д. Багрій, П.Ф. Гожик, 2009.
3. Атлас родовищ нафти і газу України : в 6 т. / [ред. М.М. Іванюта та ін.]. – Львів. : Ікраїнська нафтогазова академія (УНГА), 1998 – (родовища східного нафтогазоносного регіону).

   Т. 1 : Східний нафтогазоносний регіон – 1998. – 494 с.

   Т. 2 : Східний нафтогазоносний регіон – 1998. – 924 с.

   Т. 3 : Східний нафтогазоносний регіон – 1998. – 1424 с.
4. Багрій І.Д. Прогнозування розломних зон підвищеної проникності гірських порід для вирішення геоекологічних та пошукових задач / І. Д. Багрій; НАН України, Інститут геологічних наук. - К. : ІГН НАН України, 2003. - 150 с.
5. Багрій І.Д. Нові технології прогнозу родовищ нафти, газу, підземних вод / І. Д. Багрій; НАН України, Інститут геологічних наук. – К. : Логос, 2012. - 55 с.
6. Багрій І.Д. Розробка геолого-структурно-термо-атмогеохімічної технології прогнозування пошуків корисних копалин та оцінки геоекологічного стану довкілля / І.Д. Багрій – К. : Логос, 2013. - 510 с.
7. Багрій І. Д. Розробка комплексу структурно-атмогеохімічних методів для прогнозування та пошуків покладів вуглеводнів / І.Д. Багрій, В.В. Гладун, Т.Є. Довжок // Геол. журн. – 2001. – № 2. – С. 89-93.
8. Багрій І.Д., Гордєєва Ю.К., Глонь В.А., Куліш А.П., Стародубець К.М. Структурно-термоатмогідролого-геохімічні дослідження території Бобриківської западини // Геоінформатика, № 2 (62). – 2017. –С. 5-13

9. І. Багрій, О. Карпенко, А. Куліш, Глонь В.А. Використання приповерхневих геохімічних методів для уточнення будови родовищ нафти і газу // Вісник – Геологія. Київ, 2017. № 1 (76). С. – 14-18
10. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю. Чернігів, 2003. 163 с.
11. Височанський І.В. Наукові засади пошуків несклепінних пасток вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому авлакогені / І.В. Височанський. – Х. : ХНУ імені В.Н. Каразіна, 2015. – 236 с.
12. Височанський І.В. Геологічні фактори формування не склепінних пасток в особливих зонах нафтогазонагромадження Дніпровсько-Донецького авлакогена / Височанський І.В. // Вісник. ХНУ імені В.Н. Каразіна. Серія «Геологія. Географія. Екологія». – 2013. – №39 (1084). – С. 45-65.
13. Гавриш В. К. Щілинні і конусові міні грабени Дніпровсько-Донецького рифтогену та їх нафтогазоносність. Стаття 1. Загальні відомості / В. К. Гавриш, Є. С. Петрова. // Геологічний Журнал. – 2004. – №1. – С. 40–44.
14. Гавриш В.К. Глубинные разломы, геотектоническое развитие и нефтегазоносность рифтогенов – Киев: Наук. думка, 1974. – 160с.
15. Гавриш В.К Закономерности распространения комбинированых ловушек в Днепровско-Донецкой впадине Препр./ АН УССР. Ин-т геологич.наук; 87-12.–К.: 1987.–56с.
16. Геолого-структурні-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів: навч. посіб. / [І.Д.Багрій, О.М. Карпенко, Семенюк В.Г,…, Глонь В.А. та ін.]. – К.: ІГН НАН України, 2016. – 309 с.
17. Геофізична основа тектонічної карти України м-б 1:1 000 000 / Єнтін В.А. – К.: Мінекорес. України, 2002.
18. Гладун В. В. Основні критерії прогнозування нафти і газу східного газонафтоносного регіону України : дис. докт. геол.-мін. наук : 04:00:17 / Гладун Василь Васильович – Київ, 2012. – 606 с.

19. Глонь В.А., Гордеєва Ю.К., Стародубець К.М., Семенюк В.Г. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії. Геологічний журнал, №2 (363). – 2017. –С. 14-22
20. Глонь В.А. Прогнозування покладів вуглеводнів у районі Срібнянської депресії за структурно-термо-атмогеохімічними дослідженнями. Геологічний журнал, №3 (364). – 2018. –С. 111-120.
21. Глонь В.А. Геолого-структурні, геохімічні особливості формування покладів вуглеводнів в Срібнянській депресії. Геологія і геохімія горючих копалин, №1-2 (174-175). – 2018. –С. 40-52
22. Гостинцев К.К. Стратиграфические и литологические залежи нефти и газа / Гостинцев К.К., Гроссгейм В.А. // – Л., 1969. – 364 с.
23. Дем'яненко І.І. Геологічна будова і нафтогазоносність між депресійних зон західного субрегіону Дніпровсько-Донецької западини : автореф. дис. На здобуття наук. ступеня канд. геол. наук : спец. 04.00.17 «геологія нафти і газу» / Іван Іванович Дем'яненко – Київ, 2009. – 24 с.
24. Иберла К. Факторный анализ / К. Иберла. – М. : Статистиска, 1980. – 398 с
25. Кабишев Б.П. Палеотектонические исследования и нефтегазоносность в авлакогенных областях / Кабишев Б.П. – Ленинград : Недра, 1987. – 191 с.
26. Карта аномального магнітного поля України, м-б 1:1 000 000 / Єнтін В.А. – К.: Мінекорес. України, 2002.
27. Карта разрывных нарушений и основных зон линеаментов юго-запада СССР. Масштаб 1:1 000 000 / Под. ред. Н.А. Крылов. – Киев: Мингео СССР , 1988.
28. Карта линейных и кольцевых структур Украинской ССР. Масштаб 1:1 000 000 / Под. ред. Б.А. Николаенко. – Киев: Мингео СССР , 1989. – 114 с.
29. Лазарчук Я.Г. Теоретичні аспекти та методика пошуків покладів вуглеводнів у не антиклінальних пастках (на прикладі відкладів XIIа мікрофауністичного горизонту Дніпровсько-Донецької западини) / Лазарчук Я.Г. – К.: УкрДГРІ, 2006. –110 с.

30. Манюта М.Г. Днепровско-Донецкая впадина: структурная карта по преломляющему горизонту (поверхность фундамента) / Манюта М.Г., Гоцалюк Т.И., Мельник Л.Н. – Киев : Укргеофизика, 1986. – 1 л.
Гоцалюк
31. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / [Гуссейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурцуков Г.В.]. – М., 1988. – 231 с.
32. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / Муромцев В.С. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
33. Нафтогазоперспективні об’єкти України. Прогнозування нафтогазоперспективних об’єктів Дніпровсько-Донецької газонафтоносної області з застосуванням комплексу нетрадиційних методів досліджень / [І.Д. Багрій, В.В. Гладун, П.Ф. Гожик, Б.Л. Крупський, В.П. Клочко, В.І. Почтаренко, В.М. Бенько, Т.О. Знаменська, В.Р. Дубосарський, В.М. Ліхван, Т.А. Шостак]. – К. : Варта, 2007. – С. 135-183.
34. Нафтогазоносність імпактних структур України / [І.Д.Багрій, П.Ф. Гожик, Г.І. Рудько,…, Глонь В.А. та ін.]. – Київ – Чернівці: Букрек, 2018. – 504 с.
35. Новиков Г.Ф. Радиоактивные методы поисков / Г.Ф. Новиков, Ю.Н. Канков. – Л. : Недра, 1965. – 759 с.
36. Нефтяные и газовые месторождения СССР / Под ред. С.П. Максимова. – М., 1987. – 320 с
37. О средневизейском Сребненском мегаатоле Днепровско-Донецкой впадины / [Лукин А.Е., Чепиль П.М., Шпак П.Ф., Мачулина С.А.]. // Доповіді НАН України. – 1994. – №3. – С. 101-105.
38. Окнова Н.С., Трушкова Л.Я., Жарков А.М., Самсонов Б.В., Мазурина М.М. Проблема поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках на рубеже веков // Нефтегазовая геология на рубеже веков. – СПб., 1999. – Т.1. – С. 207-216.
39. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // [Електронний ресурс] / Н.С. Окнова // Нефтегазовая геология.

Теория и практика – 2012. – №1. – Т.7. – С. 1 – 14. – Режим доступу до журн. : http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2012.pdf

40. Отчет о работах МСГТ на Белогородской площади віполненіх сейсморазведочной партией 3/63 / Смолий В.П. // КГПЭ ПГО «Укргеофизика». Отчет о НИР – Киев : УТГФ, 1985. – 160 с.
41. Отчет о работах тематической партии 21/62 / Лысинчук В.М. // КГРЭ ПГО «Укргеофизика». Отчет о НИР – Киев : УТГФ, 1983. – 174 с.
42. Отчет по теме : «Тектонические и палеотектонические критерии нефтегазоносности нижнего карбона северо-западной части ДДв в районе Иваница-Яблуновка» / Шевченко А.Ф., Лебедь В.П. // ПГО «Черниговнефтегазгеология». Отчет о НИР – Чернигов : УкрНИГРИ, 1983. – 145 с.
43. Оценка перспектив нефтегазоносности зон и локальных структур ДДв и разработка рекомендаций по обоснованию направлений поисково-разведочных работ / Шевченко А.Ф., Кабышев Б.П. // ПГО «Черниговнефтегазгеология». Отчет о НИР – Чернигов : УкрНИГРИ, 1985. – 207 с.
44. Палеоструктурно-геологічна карта докам'яновугільних відкладів та нафтогазоносність Дніпровсько-Донецького рифтогену / Гавриш В.К., Євдощук М.І., Мачуліна С.О. та ін./ Головні ред.: Гавриш В.К., Євдощук М.І.; НАН України. Ін-т геол. наук. – Київ: Вид-во УкрДГРІ. – 2001. – 101с.
45. Прогноз нових покладів вуглеводнів у районі Срібненської депресії ДДЗ /О.Ю. Лукін, Т.М. Пригаріна, В.В. Мокогон та ін. // УкрДГРІ. Звіт про НДР. – Київ, 2017. – 220 с.
46. Принципы выявления зон фациального контроля нефтегазонакопления / [Мовшович Э.Б., Кнепель Л.И., Несмеянова Л.И., Польстер Л.А.]. – М., 1981. – 202 с.
47. Руденко В.М. Математична статистика: [навч. посіб.] / В.М. Руденко. – К. : Центр учбової літератури, 2012. – 304 с.

48. Рябоштан Ю.С. О содержании и задачах структурно-геодинамического картирования при поисковых и разведочных работах на месторождениях гидротермального типа / Рябоштан Ю.С. // Осадочные породы и руды. – К. : Наук. думка, 1980. – С. 126-135.
49. Создать многофакторные модели основных геологопромышленных типов месторождений УВ для разработки эффективных методик их поисков, разведки и геолого-экономической оценки (на примере нефтегазоносных регионов УССР) : отчет по теме 02 076. Книга 2. Разработать геологические модели основных месторождений Сребненской депрессии с целью совершенствования методики разведочных работ / ответ. исп. И.И. Демьяненко. – Львов : УкрГГРИ, 1992 – 143 с.
50. Стрижак В. П. Геологічна будова центральної частини Дніпровсько-Донецького рифтогену та її нафтогазоносність : дис. канд. геол.-мін. наук : 04:00:01 / Стрижак Василь Павлович – Київ, 2002. – 155 с.
51. Структурно-тектонічна карта кам’яновугільних відкладів української частини ДДА, м-б 1:200 000 / Цьоха О.Г. – К., 2011.
52. Схема гравітаційного поля України, м-б 1:1 000 000 / Єнтін В.А. – К.: Мінекорес. України, 2002.
53. Тектоническая карта нефтегазоносных областей юго-запада СССР. Масштаб 1:5000 000 / Под. ред. Н.А. Крылов. – Киев: Мингео СССР , 1987.
54. Хаин В.Е., Соколов Б.А. Окраины континентов – главные нефтегазоносные зоны Земли / Советская геология, 1984. – №7. – С. 49-60.
55. Холодних А.Б. Структура осадового чохла Дніпровсько-Донецької западини до глибини 7000 м. (у зв’язку з нафтогазоносністю) : дис. канд. геол.-мін. наук : 04:00:01 / Холодних Андрій Борисович – Чернігів, 2003. – 160 с.
56. Шандренко Л.В. Региональные геолого-геофизические исследования на основе дистанционных методов с целью изучения геологического строения Сребненского и Ждановского прогибов ДДВ в связи с прогнозированием новых антиклинальных структур / Леонід Володимирович Шандренко. – Киев, ЦТЭ Мингео СССР, 1989. – 168 с.

57. James, A.T., 1983, Correlation of natural gas by use of carbon isotopic distribution between hydrocarbon components: AAPG Bulletin, v. 67, p. 1176-1191.

58. Jones, V. T. Predictions of oil or gas potential by near-surface geochemistry / Jones, V. T., R. J. Drozd : AAPG Bull., v. 67 – 1983 – P. 932-952.

http://www.eti-geochemistry.com/jd/

59. Jones V.T. Handbook of exploration geochemistry. / Jones V.T., Matthews M.D., Richers D.M. – Elsevier Science B.V. – 1999 – 573 p.

Vol 7: Light hydrocarbons for petroleum and gas prospecting. Geochemical remote sensing of the subsurface – 1999 – 573 p.

http://www.eti-geochemistry.com/co2-paper/elsevier/

60. Jones V.T. Application of exploration geochemical methodology to CO_2 monitoring / Jones V.T., Pirkle R.T.

https://www.eti-geochemistry.com/co2-paper/

61. Pearson E.S. Biometrica tables for Statistics / E.S. Pearson, H.O. Hartley. – Cambridge : University Press, 1972. – 634 p.

ДОДАТКИ

Додаток 1

Список публікацій за темою дисертації та відомості про апробацію результатів дисертації

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА

монографія:

1. Нафтогазоносність імпактних структур України / [І.Д.Багрій, П.Ф. Гожик, Г.І. Рудько,…, Глонь В.А. та ін.]. – Київ – Чернівці: Букрек, 2018. – 504 с. (особистий внесок – дослідження імпактних структур за технологією СТАГГД).

статті в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

2. Багрій І.Д. Структурно-термоатмогідролого-геохімічні дослідження території Бобриківської западини / Багрій І.Д., Гордєєва Ю.К., Глонь В.А., Куліш А.П., Стародубець К.М. // Геоінформатика, № 2 (62). – 2017. –С. 5-13 (Особистий внесок : побудова результуючих карт).

3. Глонь В.А. Проведення структурно-термо-атмогеохімічних досліджень території Срібнянської депресії / Глонь В.А., Гордеєва Ю.К., Стародубець К.М., Семенюк В.Г. // Геологічний журнал, №2 (363). – 2017. –С. 14-22 (Особистий внесок : статистичний і кореляційний аналіз, побудова карт розподілів показників).

4. Глонь В.А. Прогнозування покладів вуглеводнів у районі Срібнянської депресії за структурно-термо-атмогеохімічними дослідженнями. Геологічний журнал, №3 (364). – 2018. –С. 111-120.

5. Глонь В.А. Геолого-структурні, геохімічні особливості формування покладів вуглеводнів в Срібнянській депресії. Геологія і геохімія горючих копалин, №1-2 (174-175). – 2018. –С. 40-52.

6. І. Багрій Використання приповерхневих геохімічних методів для уточнення будови родовищ нафти і газу / І. Багрій, О. Карпенко, А. Куліш, Глонь В.А. // Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка – Геологія. Київ, 2017. № 1 (76). С. – 14-18 (Особистий внесок : інтерпретація і опис результатів польових досліджень).

праці, що додатково відображають зміст дисертації:

7. Геолого-структурні-термо-атмогеохімічні технології прогнозування, пошуків і розвідки родовищ вуглеводнів: навч. посіб. / [І.Д.Багрій, О.М. Карпенко, Семенюк В.Г,…, Глонь В.А. та ін.]. – К.: ІГН НАН України, 2016. – 309 с. (особистий внесок –

методи геолого-структурно-термо-атмогеохімічних досліджень на суходолі, методи полігонних досліджень).

тези конференцій, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

8. V.R. Dubosarskiy Prediction of promising areas for coal bed methane production by the structural-thermal-atmogeochemical research methodology (STAGR) / V.R. Dubosarskiy V.G. Semenyuk, O.O. Yantsevych, V.A. Glon // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 10 – 13 may 2016, Kyiv – Режим доступу до журн. :

http://geoinformatics.org.ua/content/Programme_Geoinformatics_2016.pdf

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

10. I.D. Bagriy The structural thermo-atmo-hydro-geochemical research of the Sribnyanska depression / I.D. Bagriy, V.A. Glon, A.P. Kulish, K.M. Starodubets, Yu.K. Gordieieva // Geoinformatics: Theoretical and applied aspects, 15 – 17 may 2017, Kyiv – Режим доступу до журн. :

http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics-2017/technical-programme-2/

11. Багрій І.Д. Особливості впровадження структурно-термо-атмогеохімічних досліджень на нафтогазових об’єктах Срібнянського прогину / Багрій І.Д., Глонь В.А., Малишев О.М., Подоба В.О. // Геологія горючих копалин: Досягнення та перспективи: зб. наук. праць за матеріалами другої міжнар. наук. конф., 6-8 вер. 2017 р., Київ. – К.: ІГН НАН України, 2017. – С. 189 – 193.

12. Глонь В.А. Прогнозування нових покладів вуглеводнів в районі Срібнянської депресії за СТАГД // Новітні проблеми геології: матеріали наук.-практ. конф., 26-27 квіт. Харків, 2018 р. С. 71-73.

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

http://geoinformatics.org.ua/eng/conferences/pages-and-navigation/geoinformatics2018/programa-konferents-4/

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

15. Багрій І.Д. Фундаментальне та прикладне значення критеріїв прогнозування нафтогазоносності за комплексною геолого-структурно-термо-атмогеохімічною технологією / Багрій І.Д., Маслун Н.В., Науменко У.З., Войцицький З.Я., Науменко М.О., Аксьом С.Д., Глонь В.А. // Проблеми геології фанерозою України : зб. наук. праць за матеріалами IX всеукр. наук. конф., 10–12 лист. 2018 р., Львів : 2018. – С. 64 – 68.

Додаток 2

Схема розподілів показників СТАГД

ділянка «Квітнева»

Схеми розподілів показників СТАГД

ділянки «Квітнева»

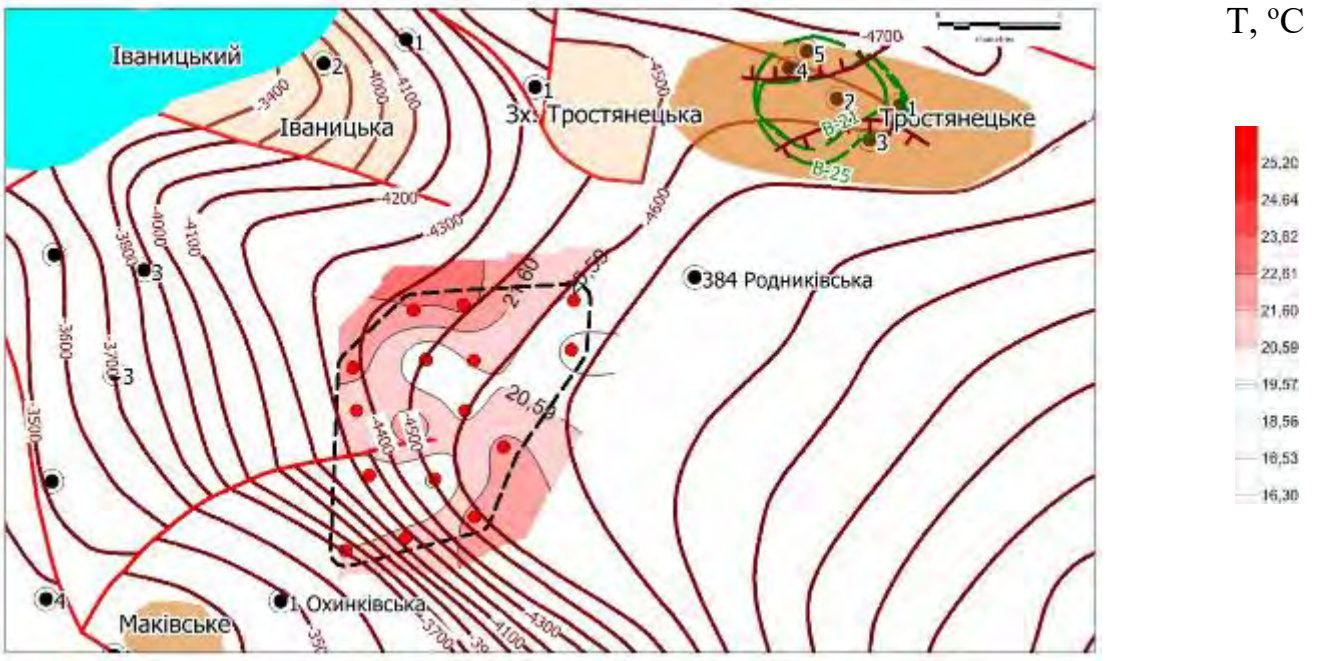


Рис. 1. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу температурного (T, °C) показника підґрунтового шару порід.

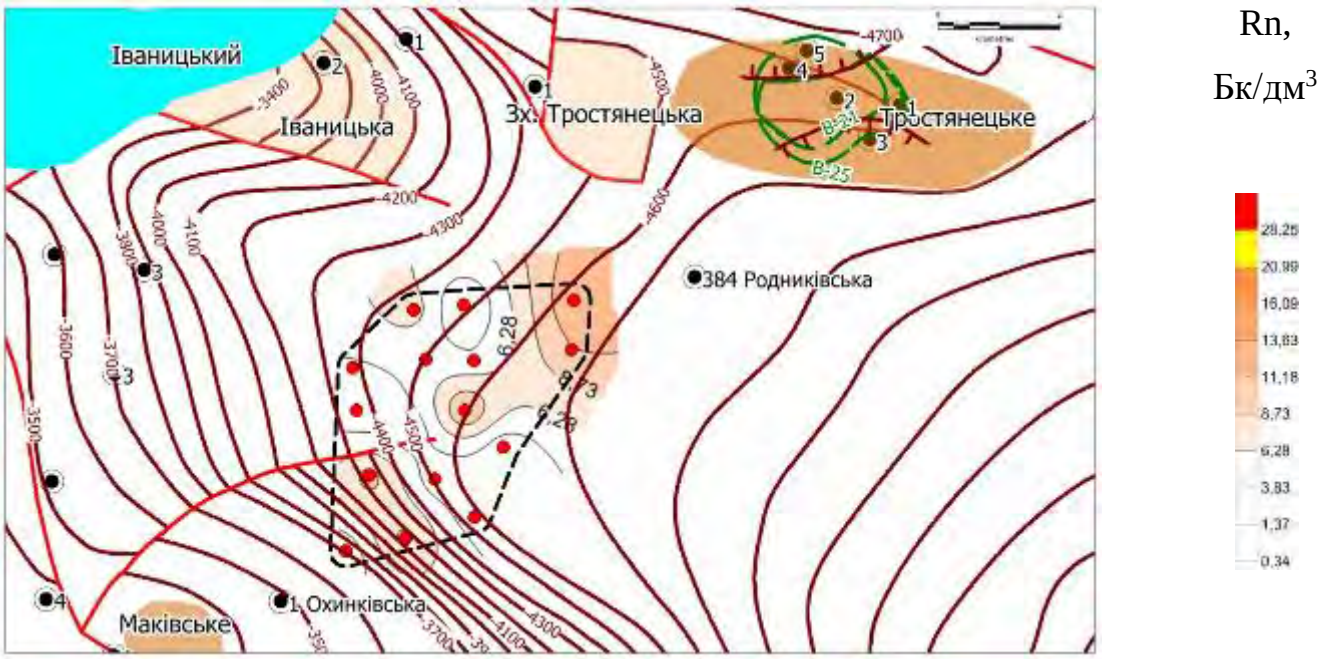


Рис. 2. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу вмісту радону (Rn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

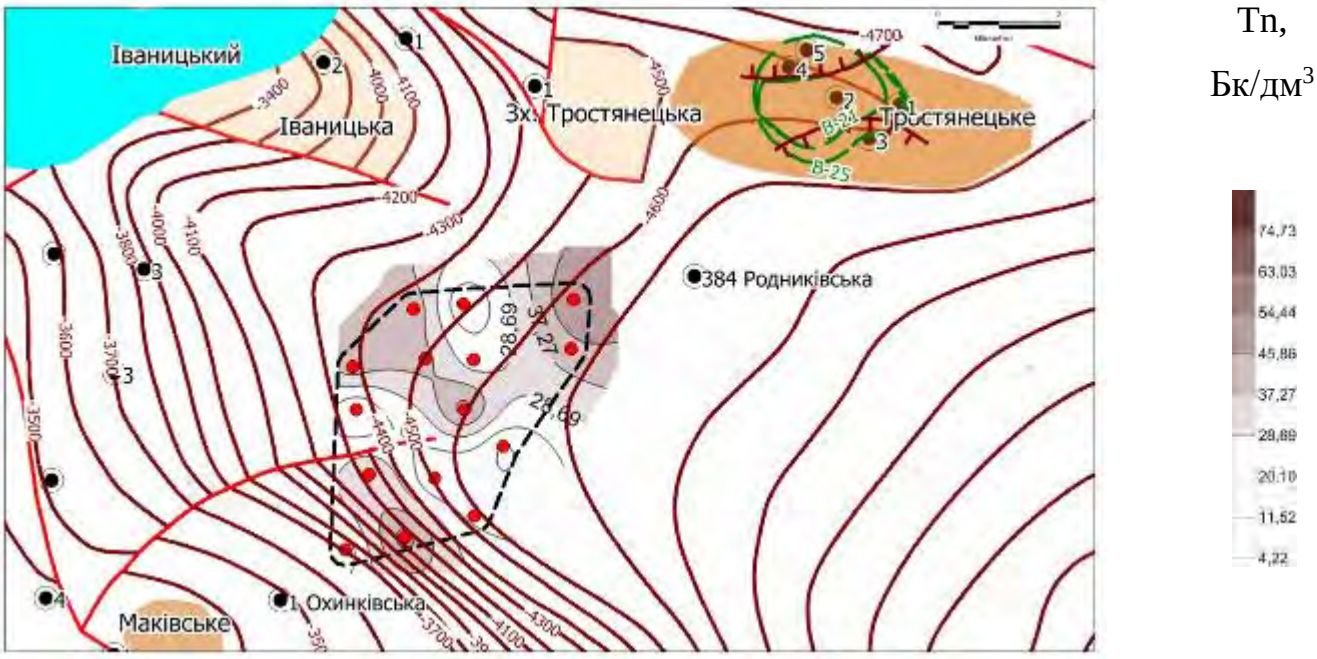


Рис. 3. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу вмісту торону (Tn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

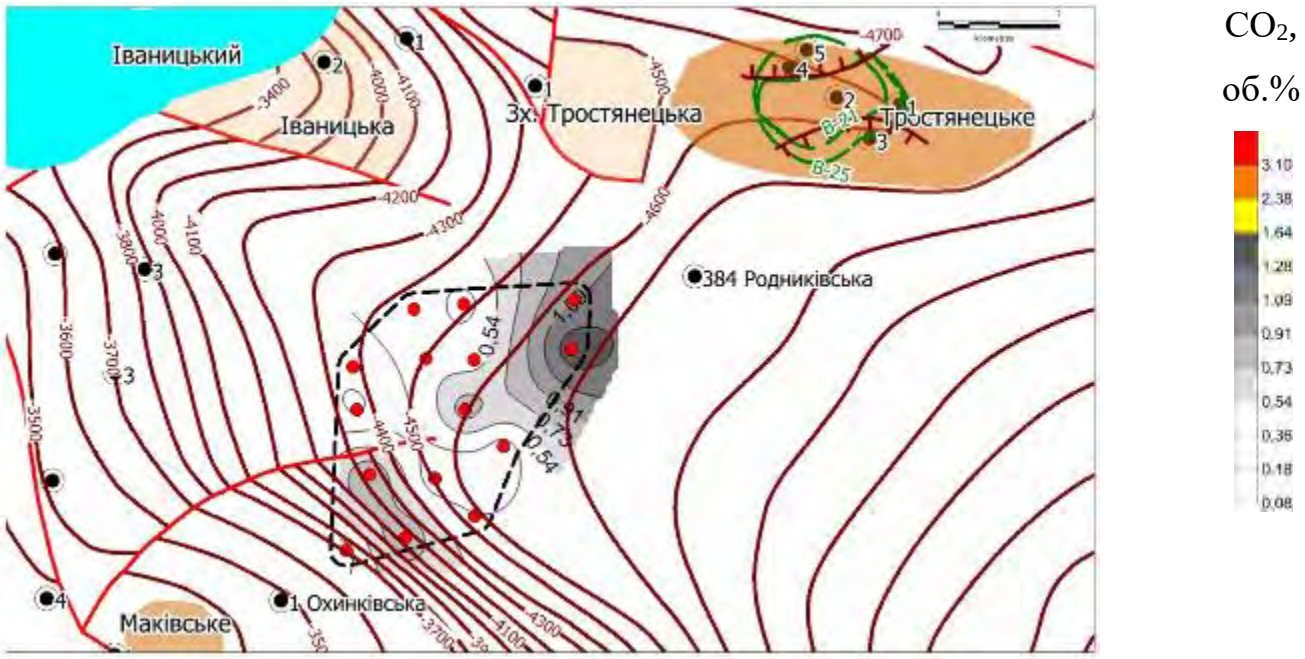


Рис. 4. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту вуглекислого газу (CO_2, об.%) в підґрунтовому повітрі

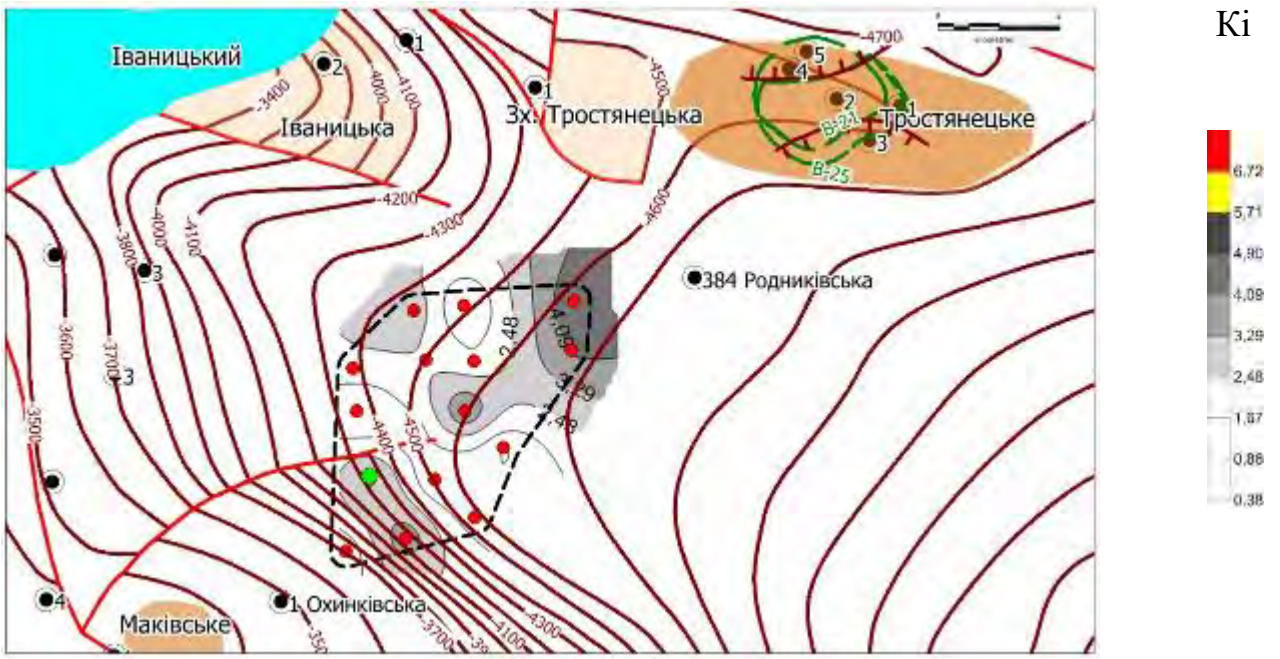


Рис. 5. Ділянка «Квітнева». Схема розташування ПС, в яких зафіксований гелій (зелені крапки) на карті інтегрального коефіцієнту Кі

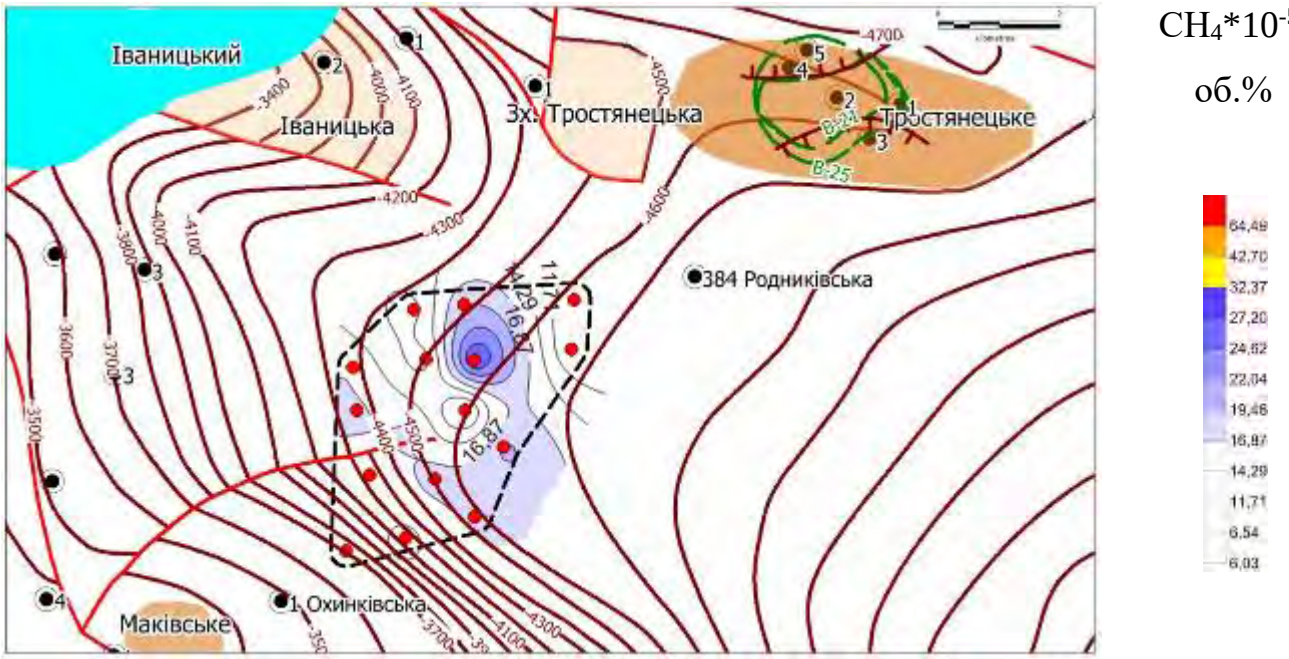
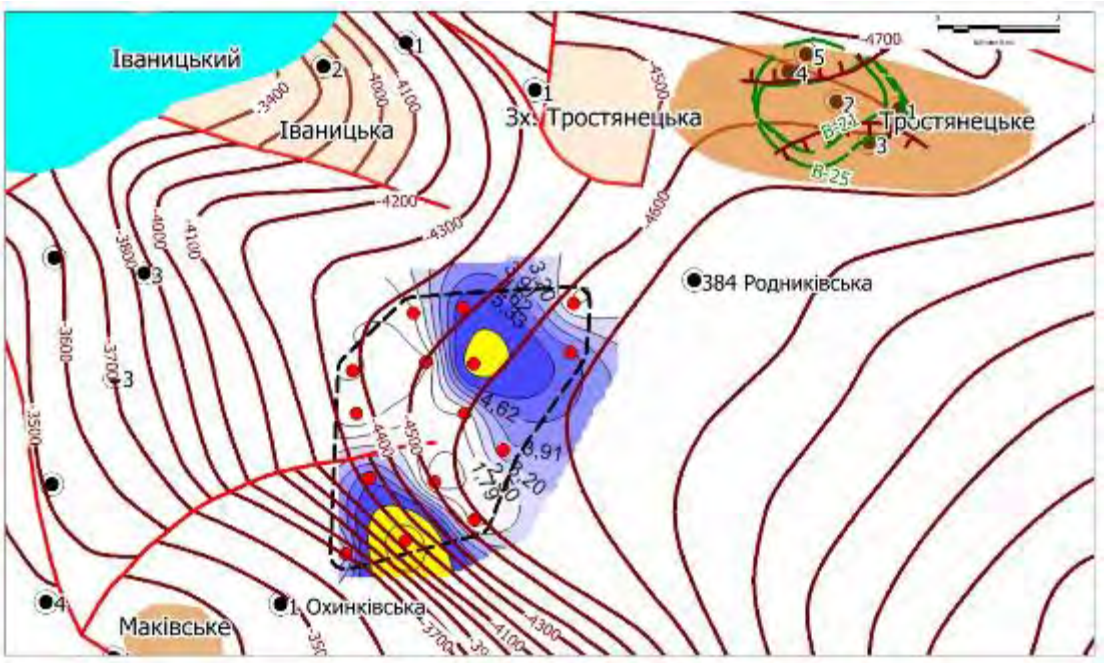
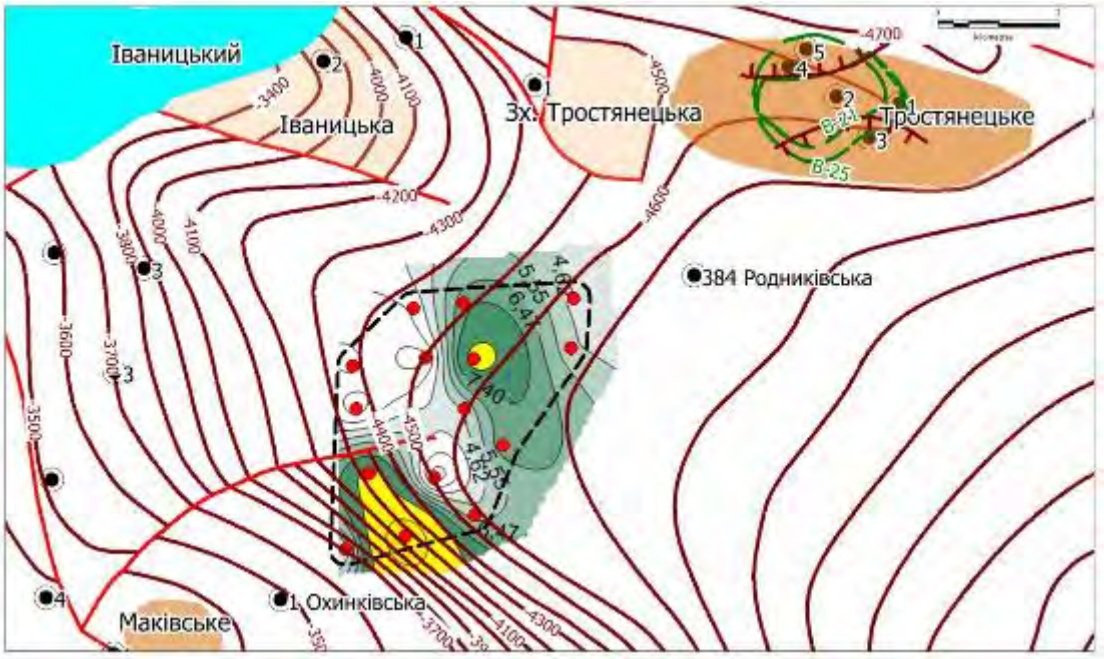


Рис. 6. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту метану (CH_4*10^{-5}, об.%) в підґрунтовому повітрі



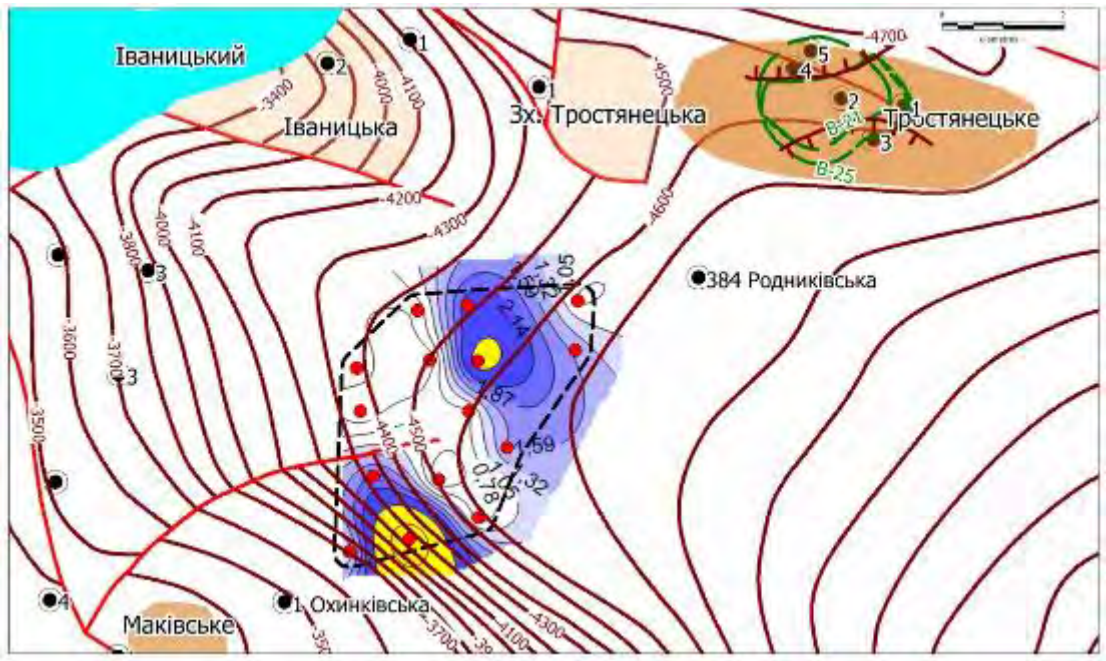
$C_2H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 7. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту етану ($C_2H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



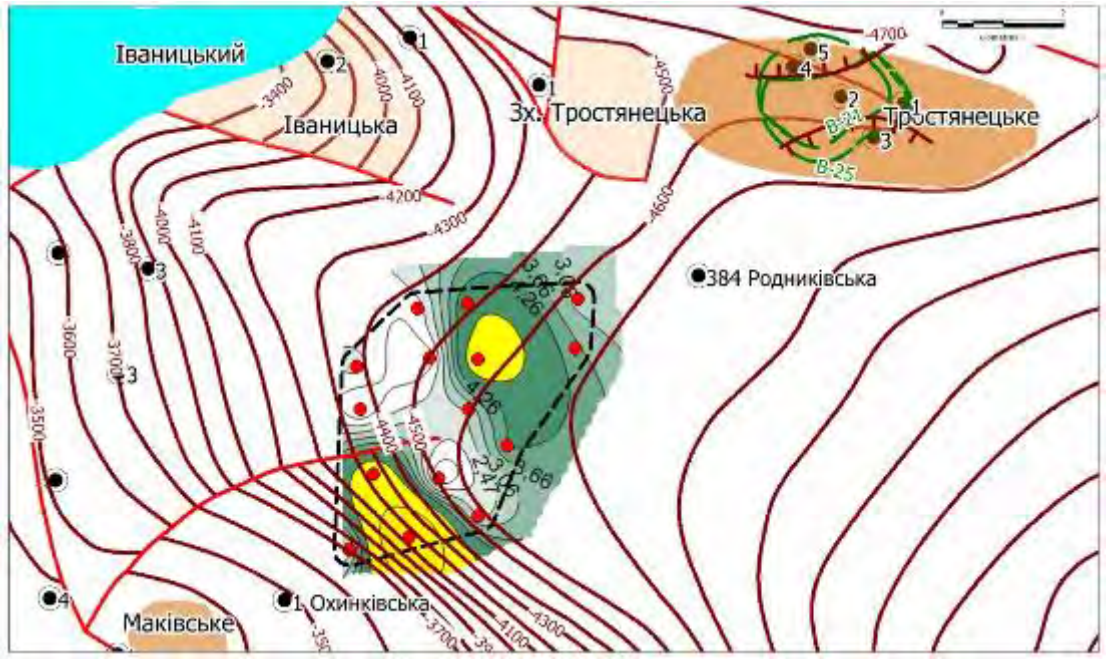
$C_2H_4*10^{-6}$, об.%

Рис. 8. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту етилену ($C_2H_4*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



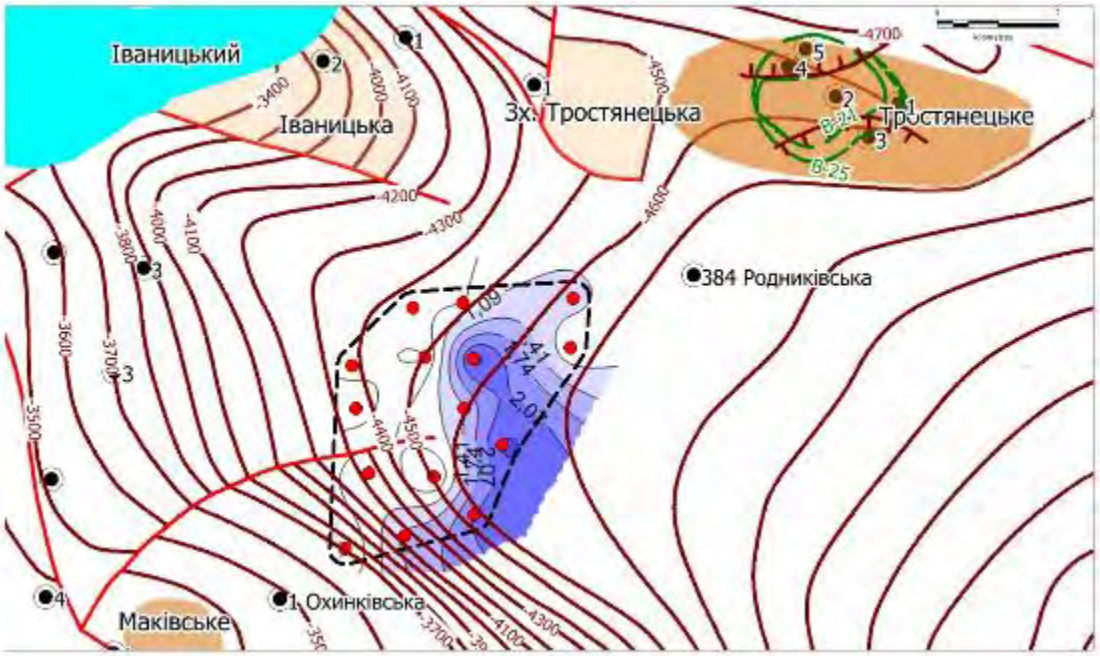
$C_3H_8*10^{-6}$, об.%

Рис. 9. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту пропану ($C_3H_8*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



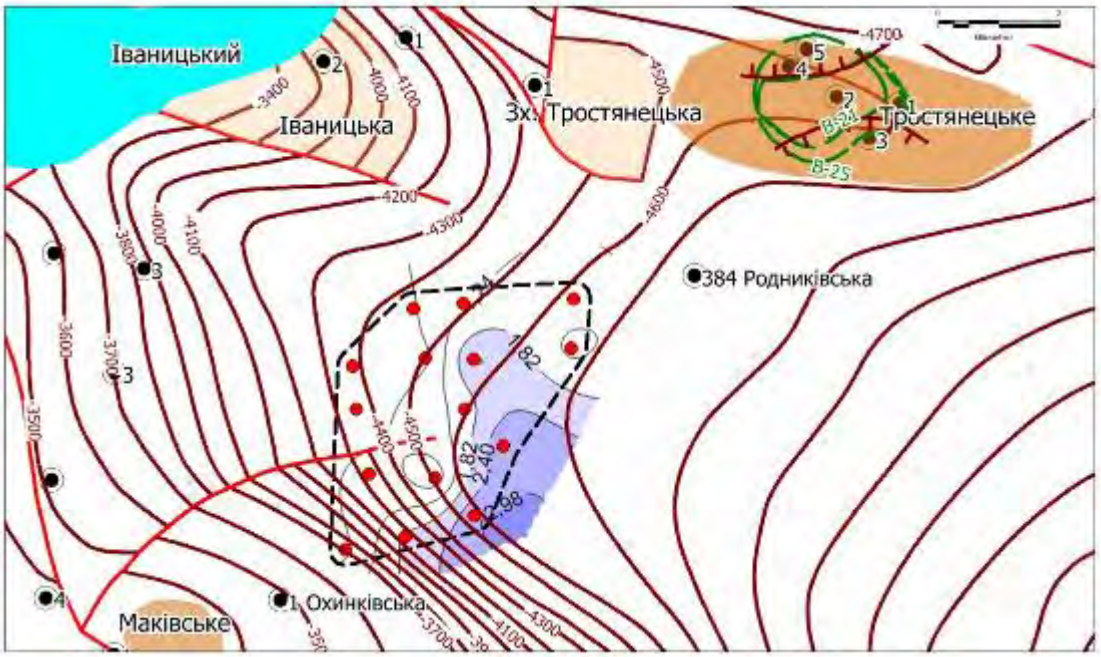
$C_3H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 10. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту пропілену ($C_3H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



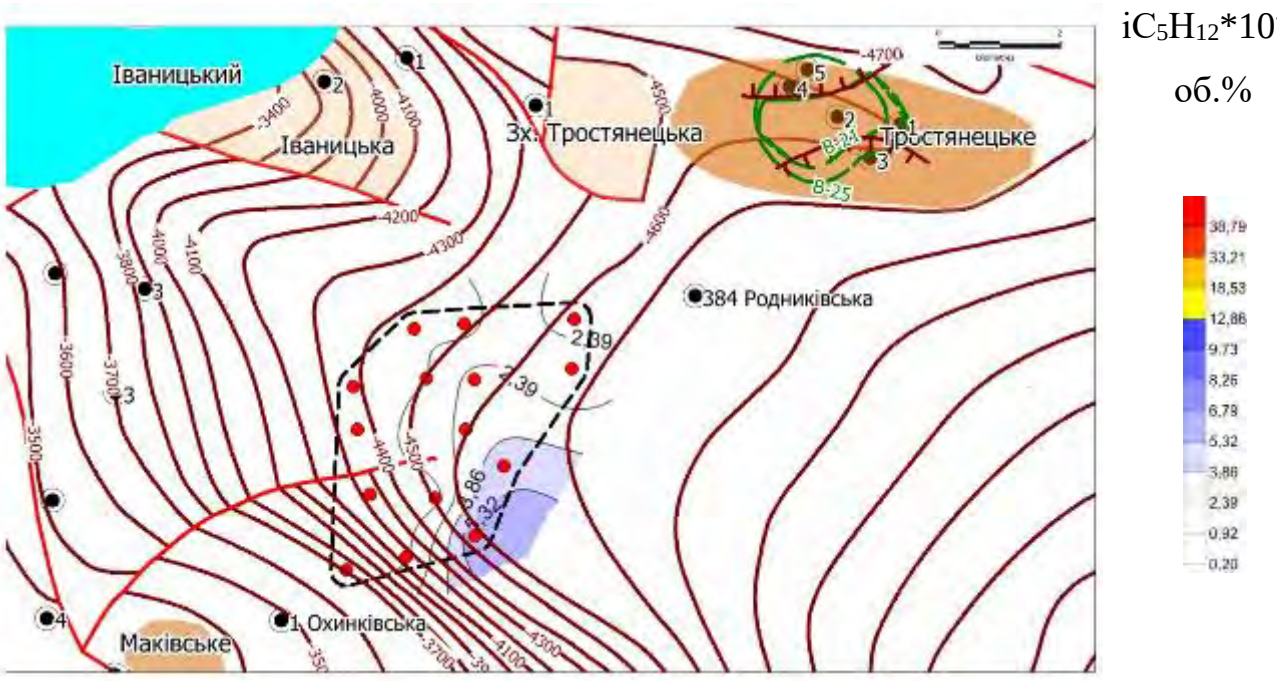
$iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 11. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту ізобутану ($iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



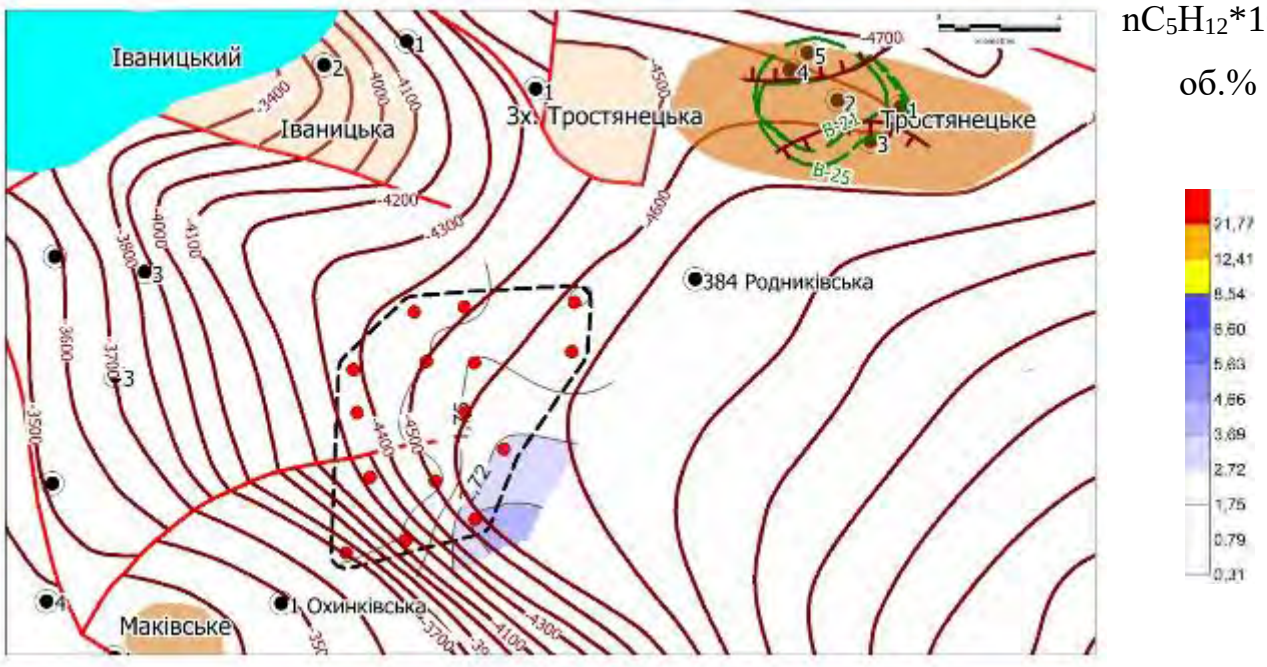
$nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 12. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту бутану ($nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



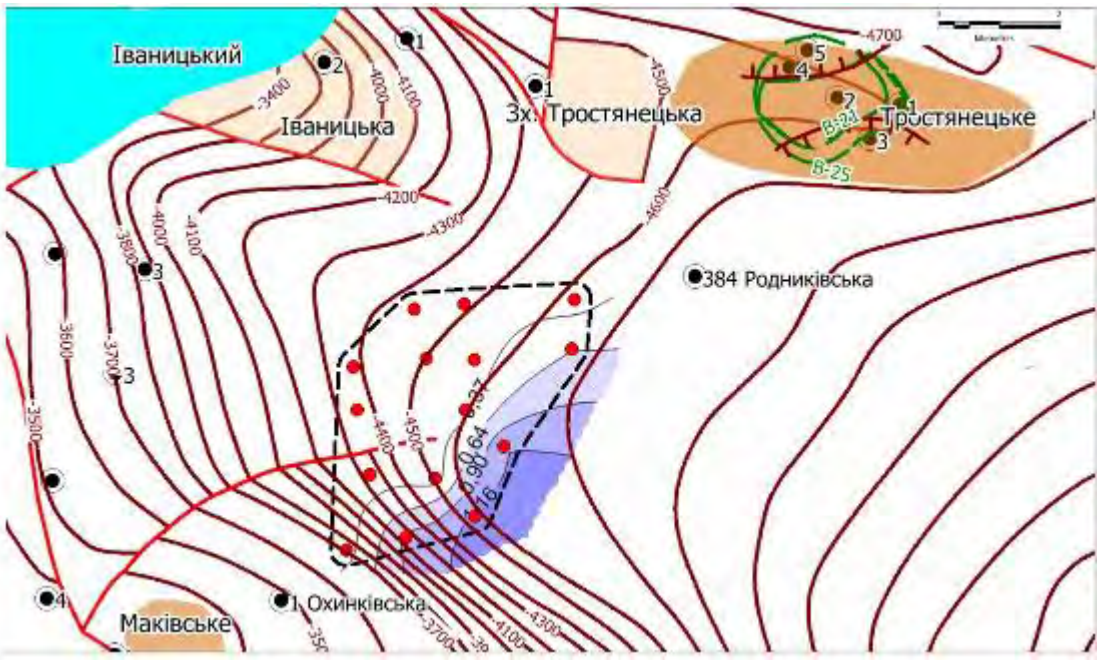
$iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 13. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту ізопентану ($iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



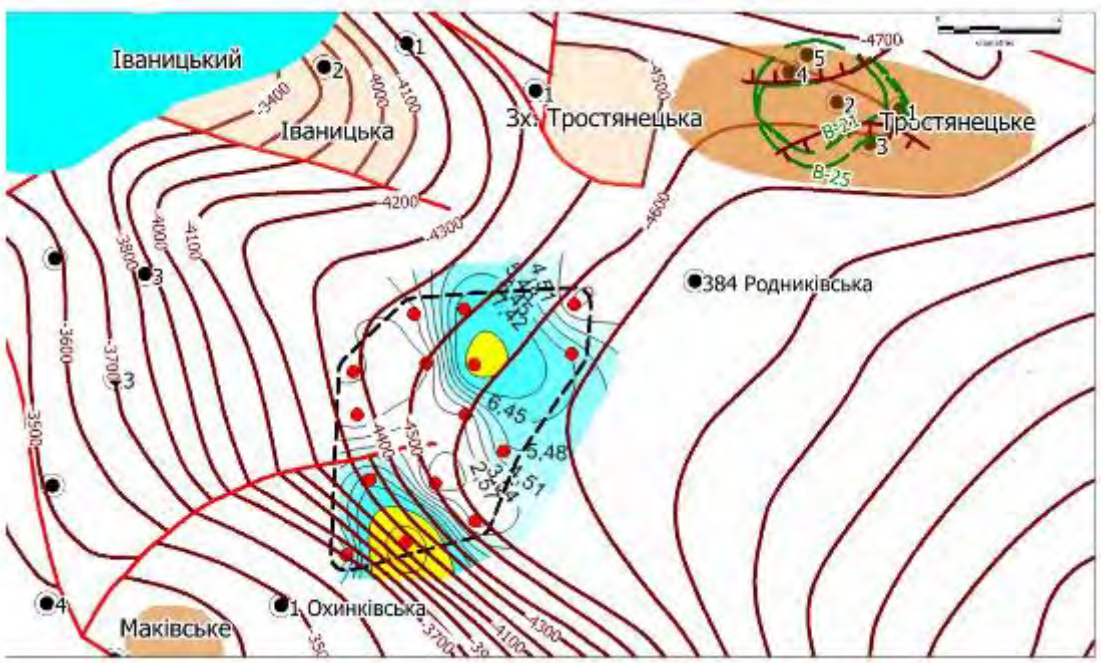
$nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 14. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту пентану ($nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%

Рис. 15. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу показників вмісту гексану ($C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



Свв (С2-С3)

Рис. 16. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (етан, етилен, пропан, пропілен) в підґрунтовому повітрі

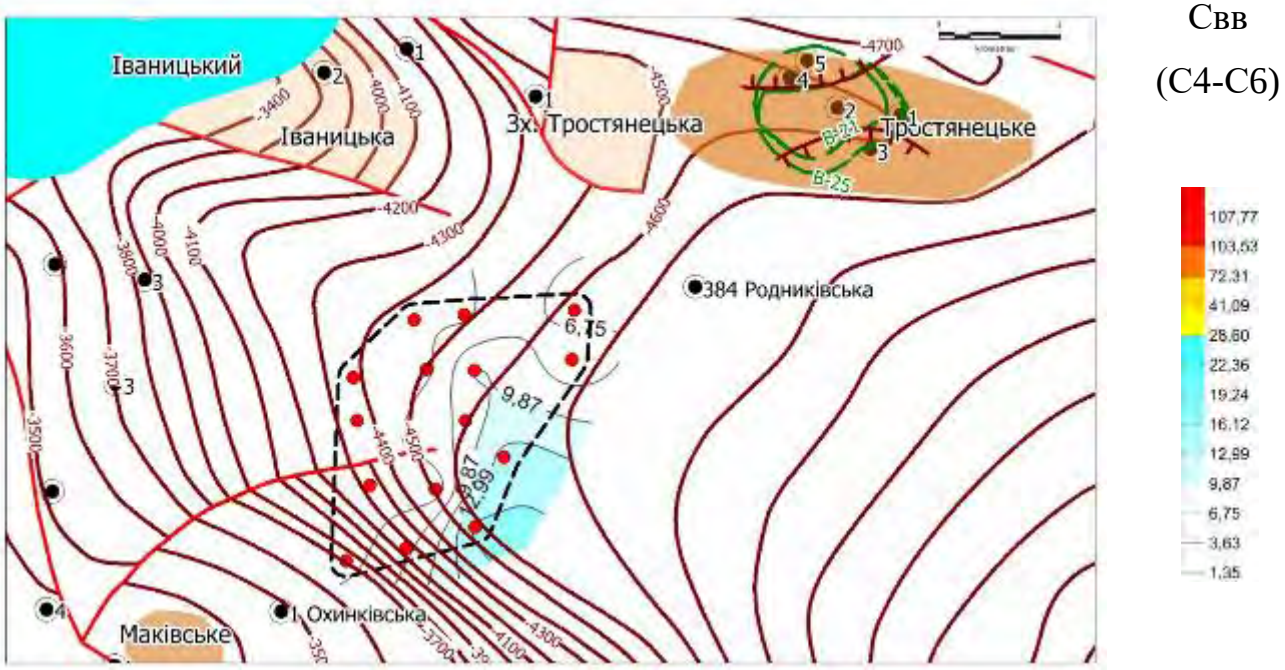


Рис. 17. Ділянка «Квітнева». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) в підґрунтовому повітрі

Додаток З

Схема розподілів показників СТАГД
ділянка «Північноозерянська»

Схеми розподілів показників СТАГД

ділянки «Північноозерянська»

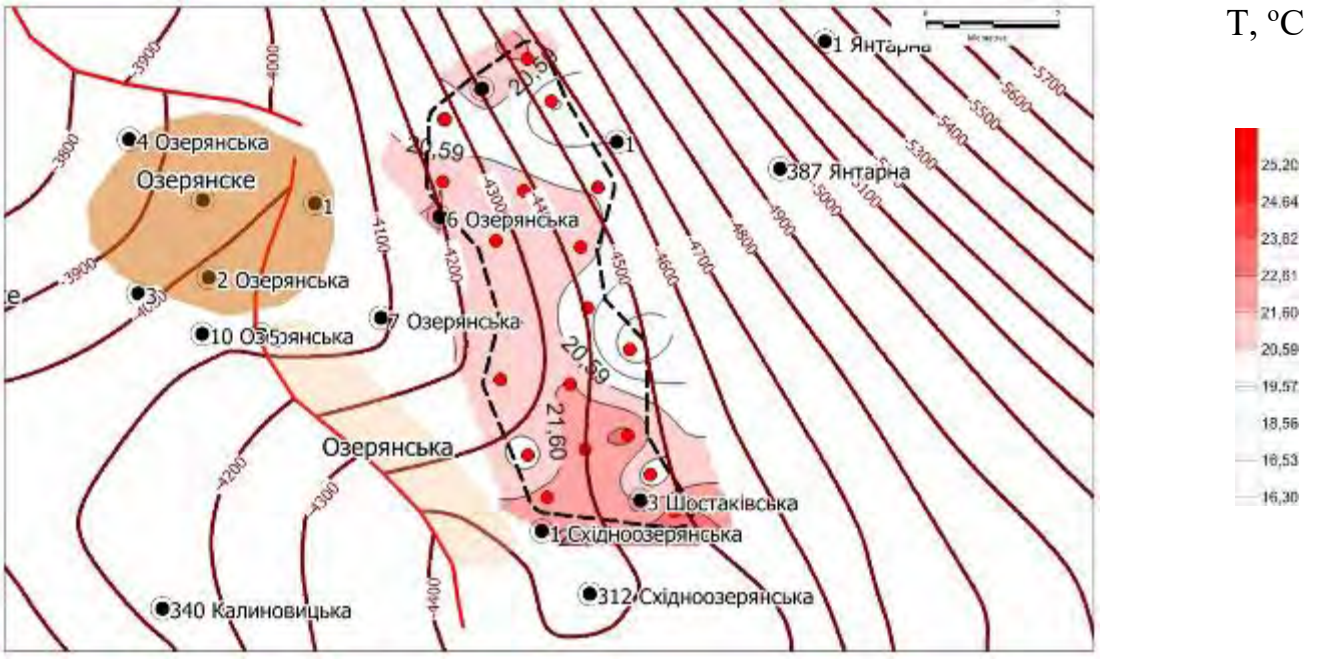


Рис. 1. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу температурного (T, °C) показника підґрунтового шару порід.

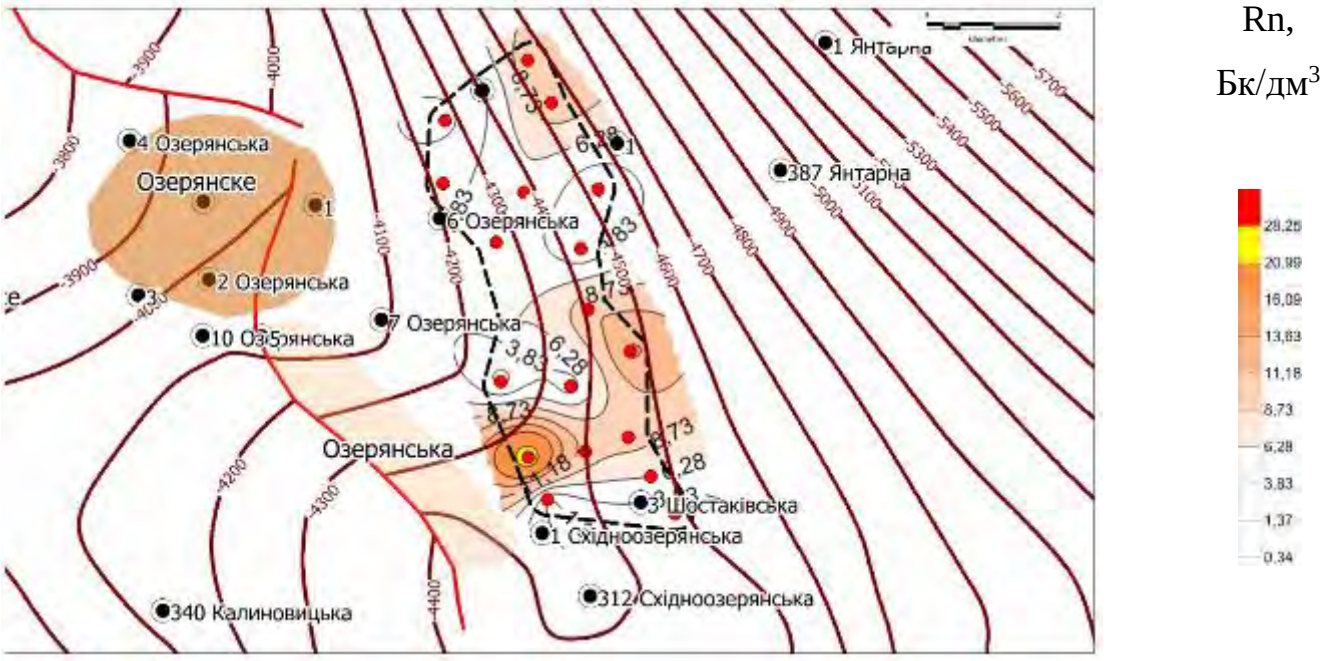


Рис. 2. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу вмісту радону (Rn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

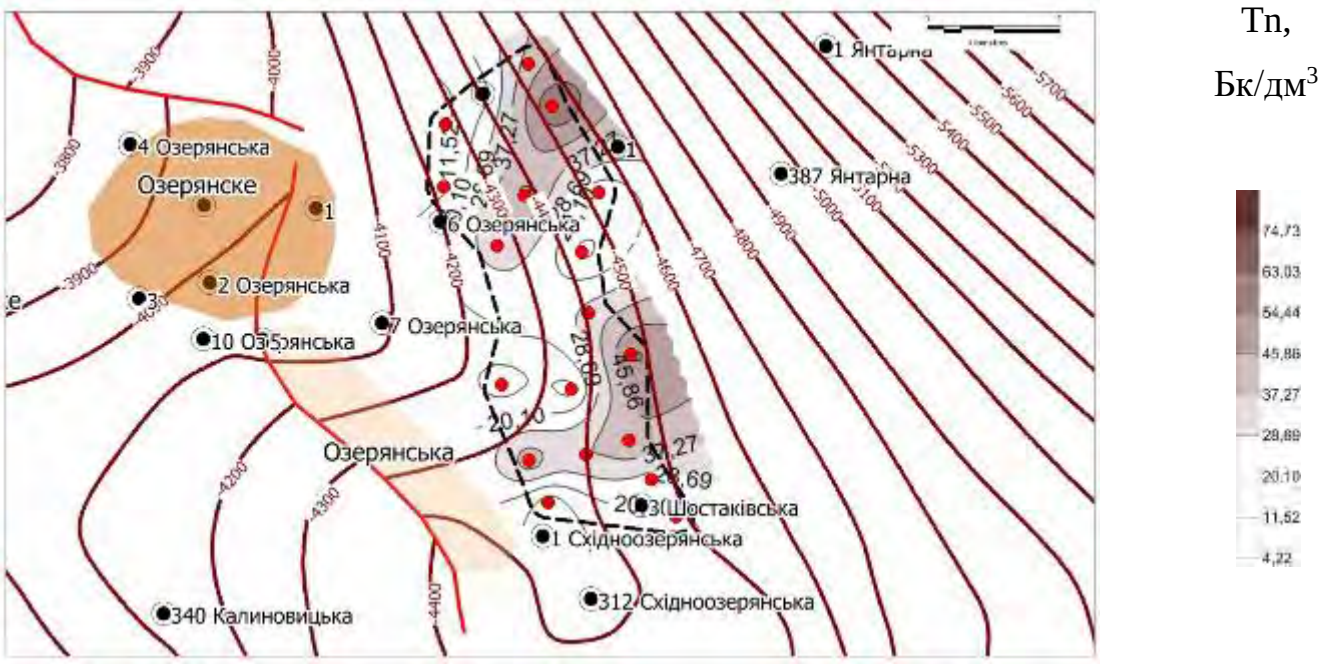


Рис. 3. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу вмісту торону (Tn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

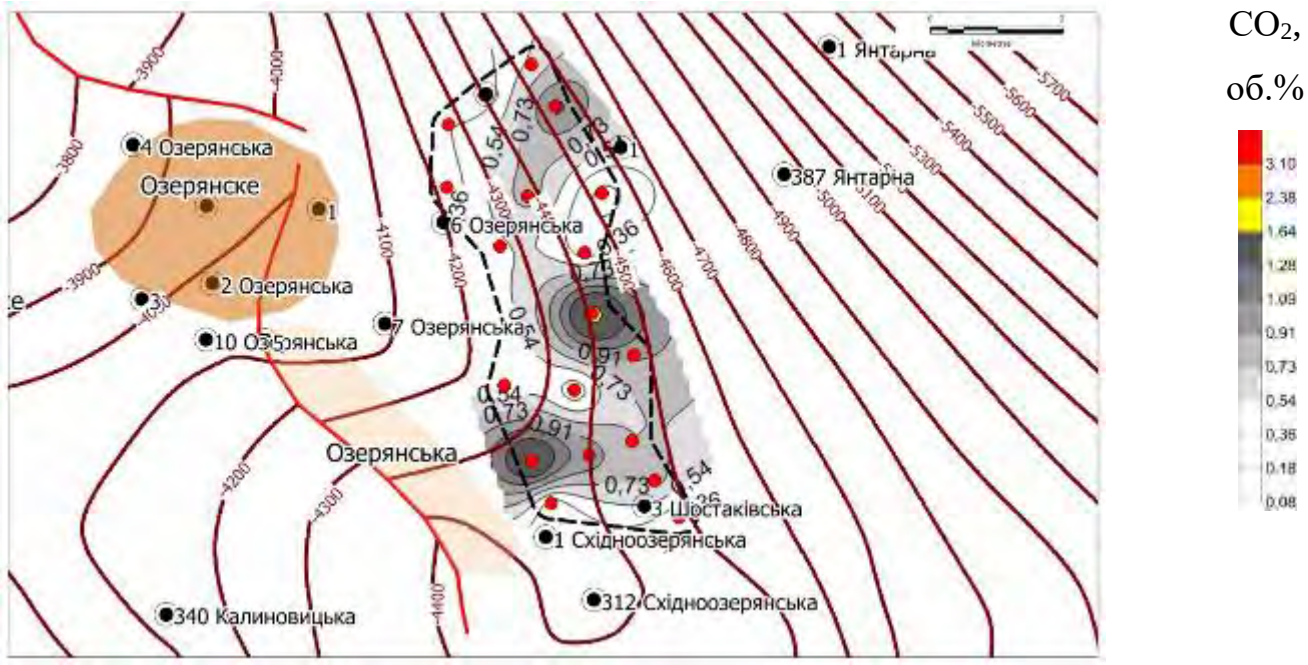


Рис. 4. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту вуглекислого газу (CO_2, об.%) в підґрунтовому повітрі

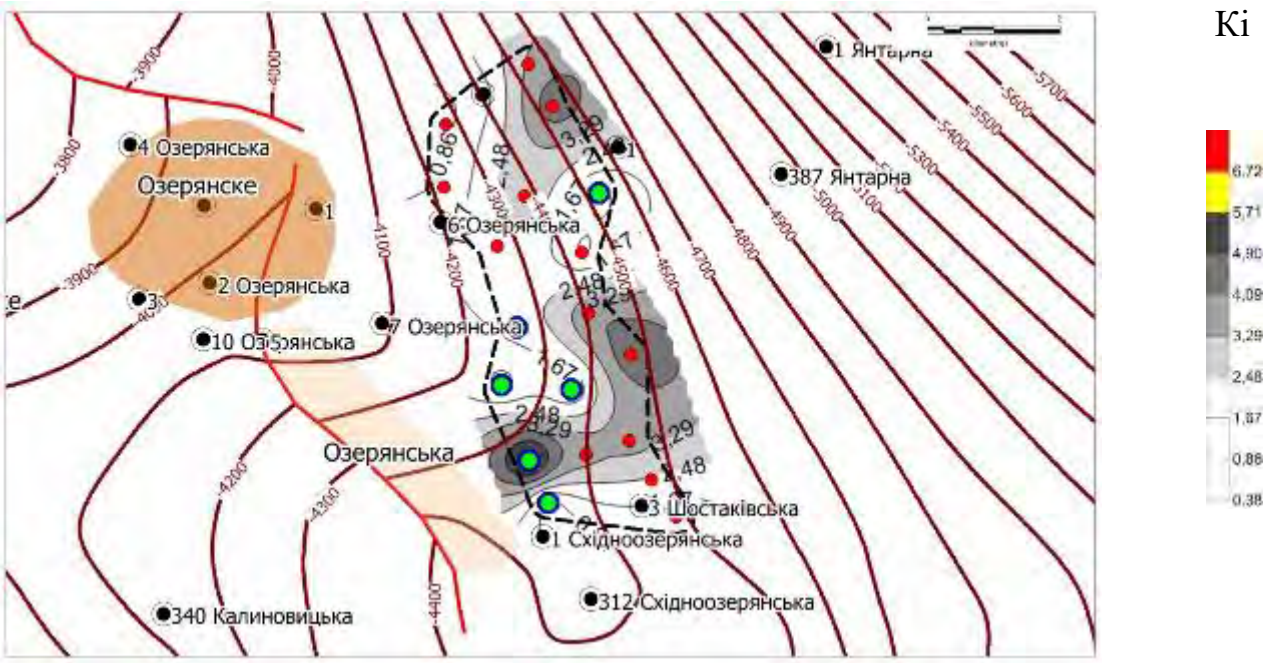


Рис. 5. Ділянка «Північноозерянська». Схема розташування ПС, в яких зафіксований гелій (зелені крапки) та водень (сині крапки) на карті інтегрального коефіцієнту Кі

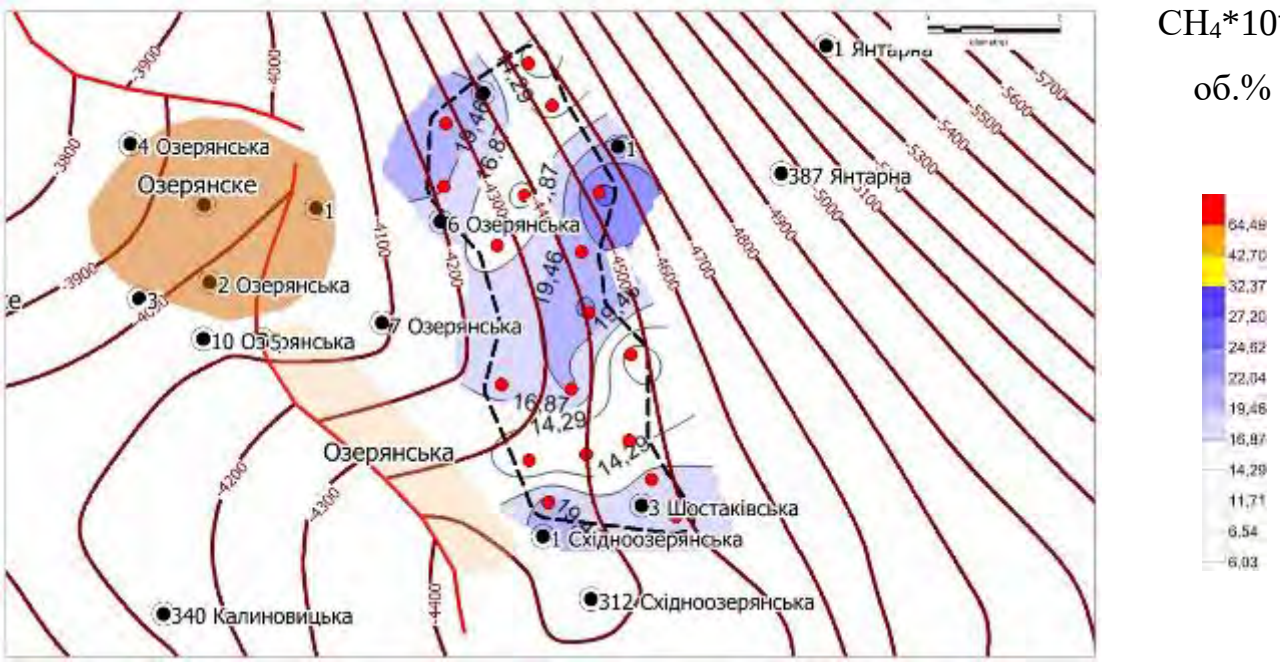
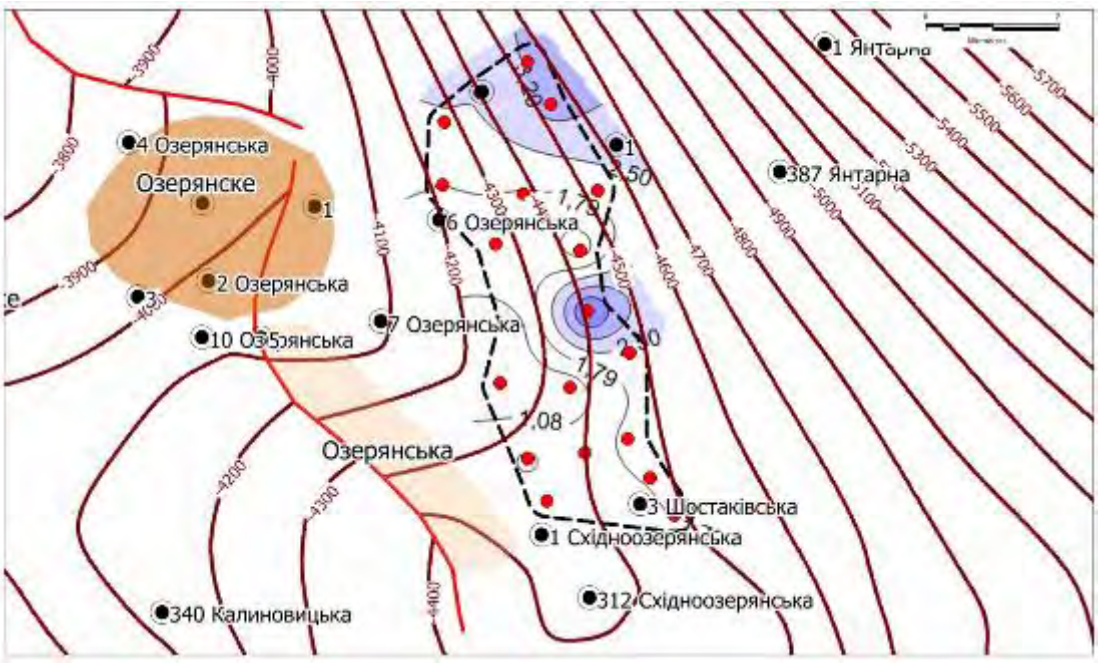
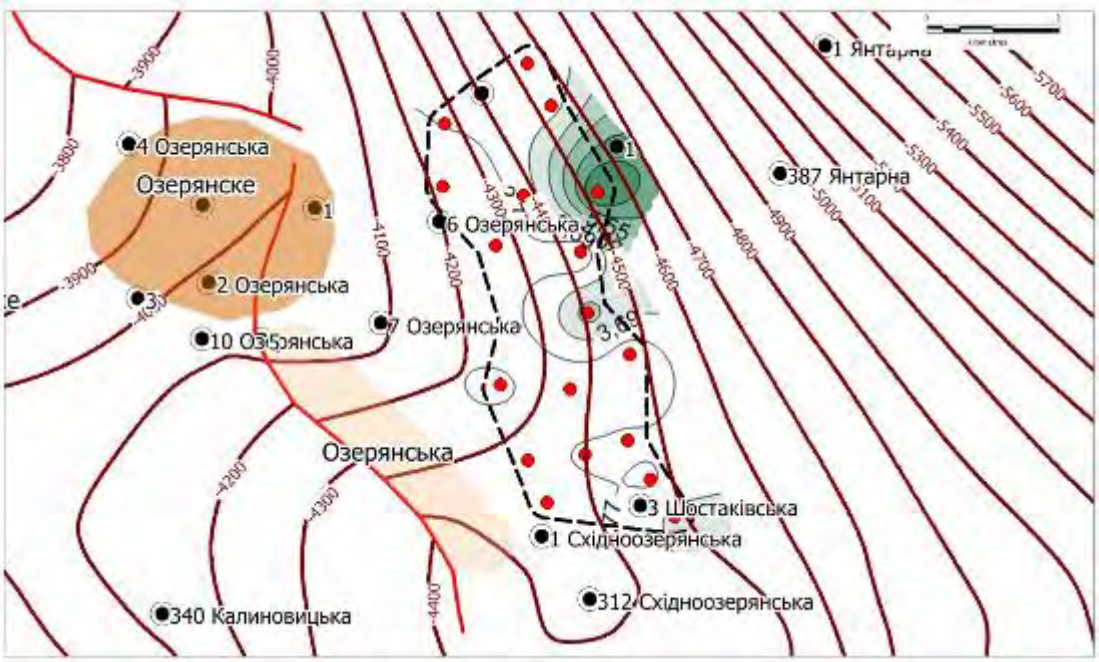


Рис. 6. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту метану (CH_4*10^{-5}, об.%) в підґрунтовому повітрі



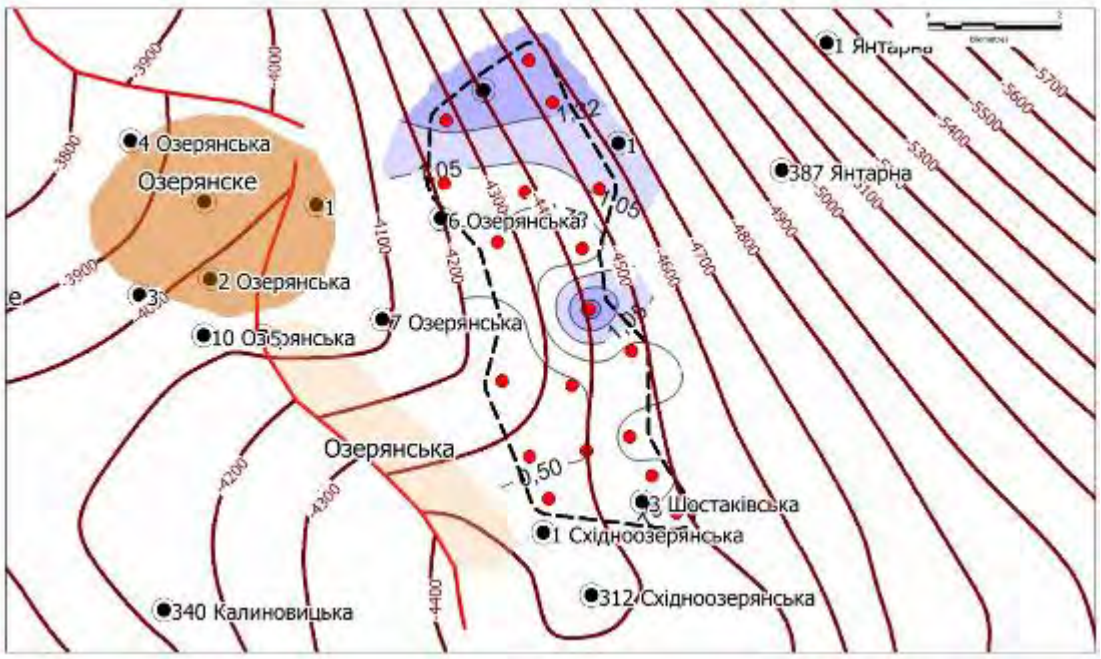
$C_2H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 7. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту етану ($C_2H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



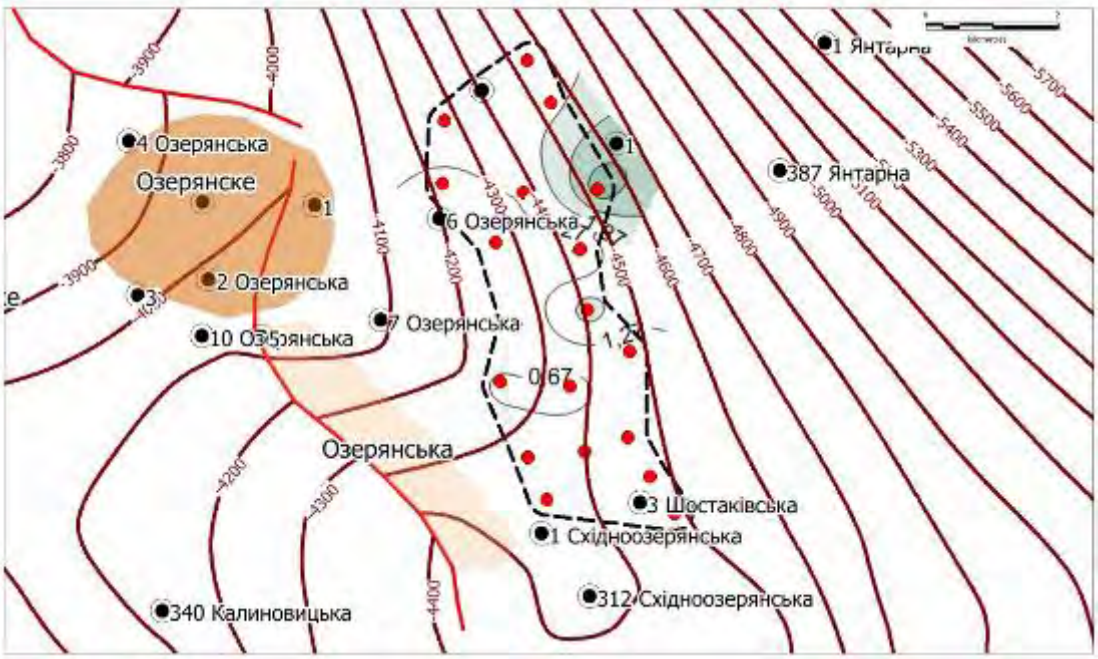
$C_2H_4*10^{-6}$, об.%

Рис. 8. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту етилену ($C_2H_4*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$C_3H_8*10^{-6}$, об.%

Рис. 9. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту пропану ($C_3H_8*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$C_3H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 10. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту пропілену ($C_3H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі

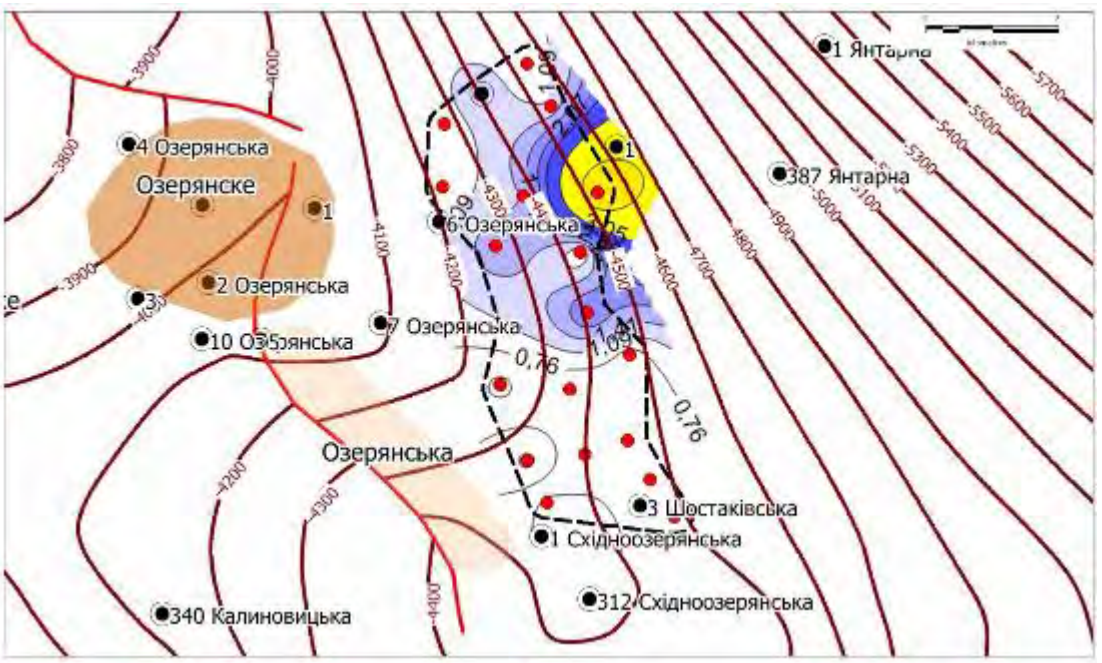


Рис. 11. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту ізобутану ($iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі

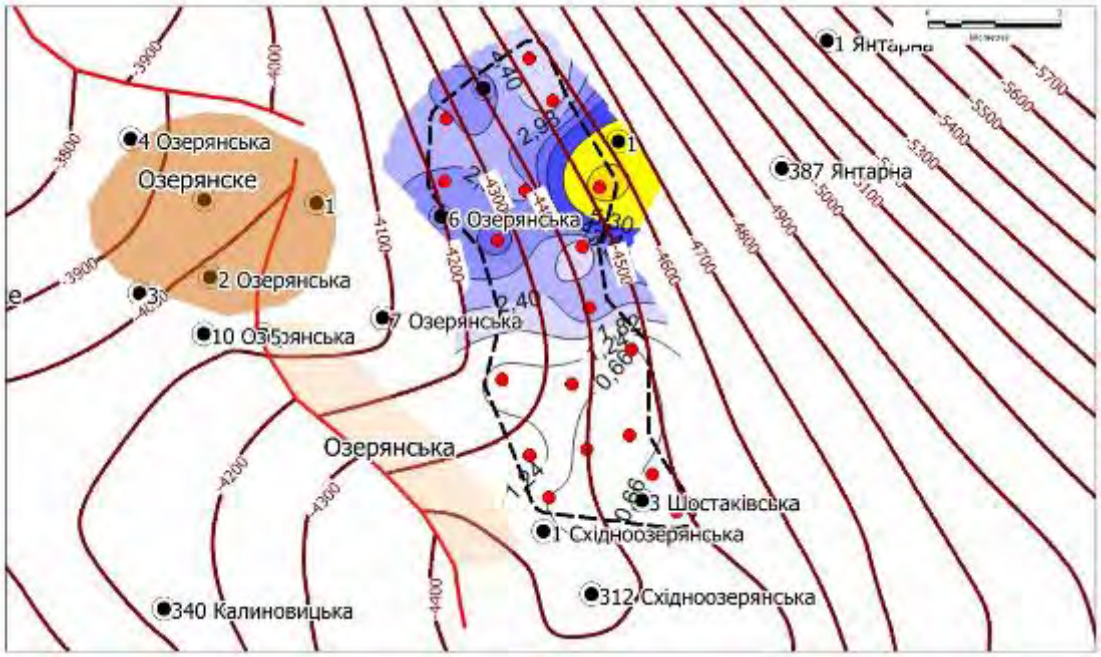
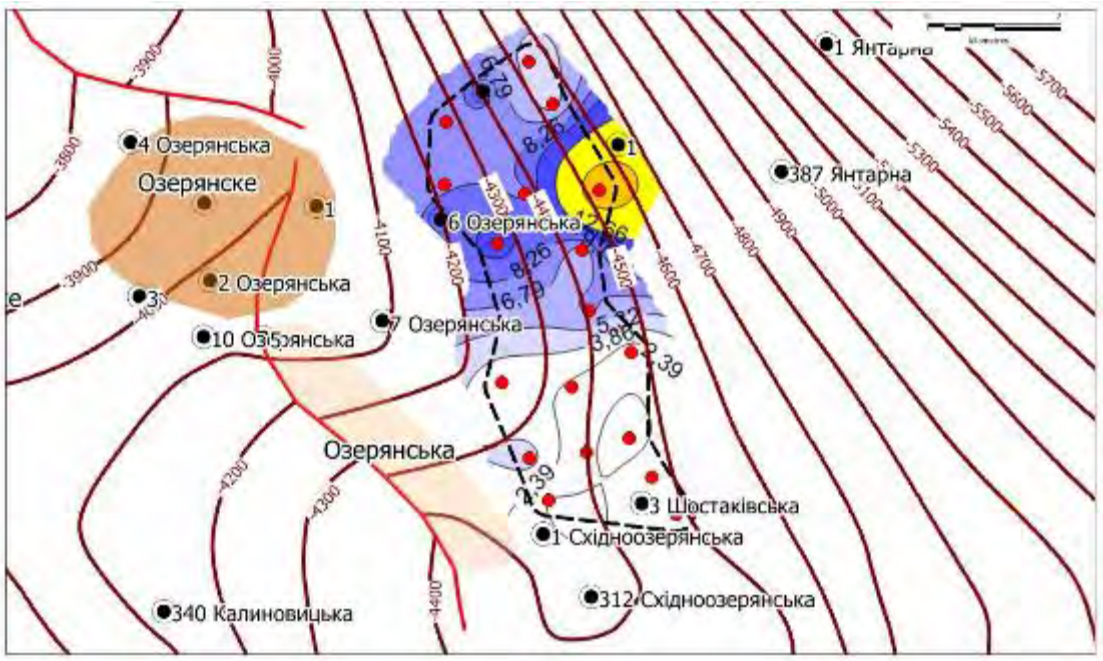
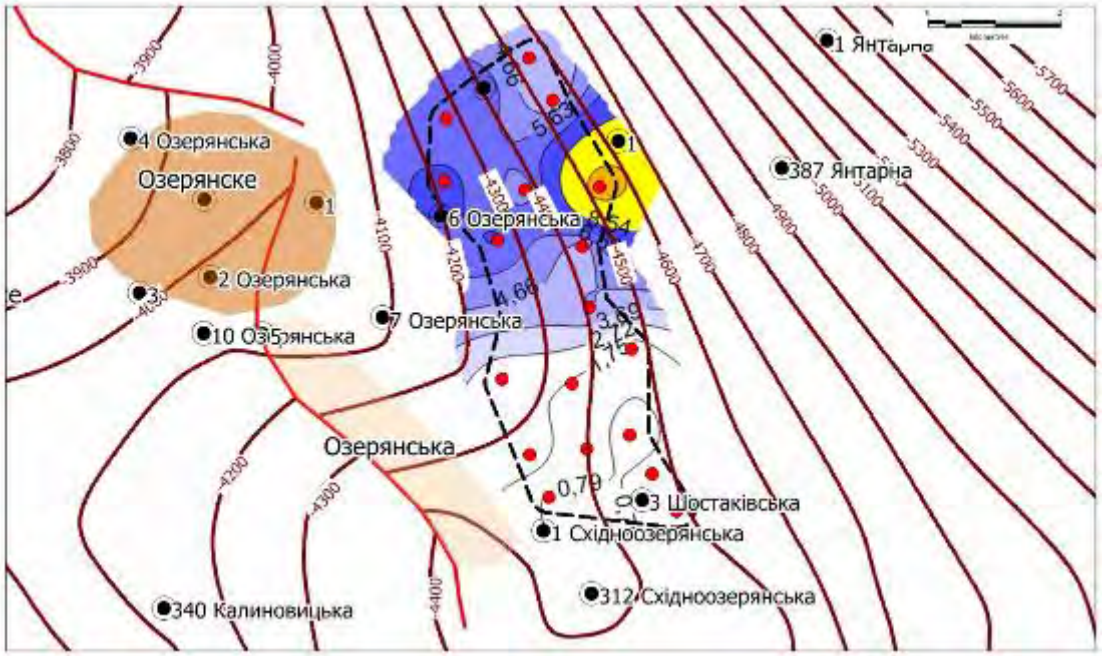


Рис. 12. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту бутану ($nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 13. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту ізопентану ($iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 14. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту пентану ($nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі

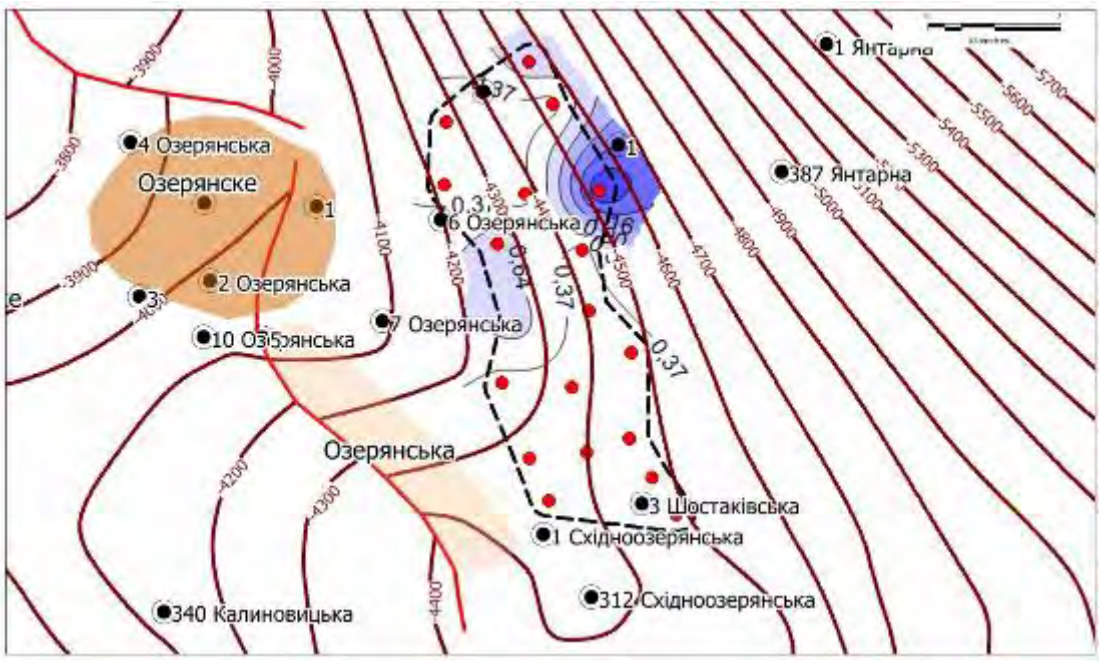


Рис. 15. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу показників вмісту гексану (C_6H_{14}*10^{-6}, об.%) в підґрунтовому повітрі

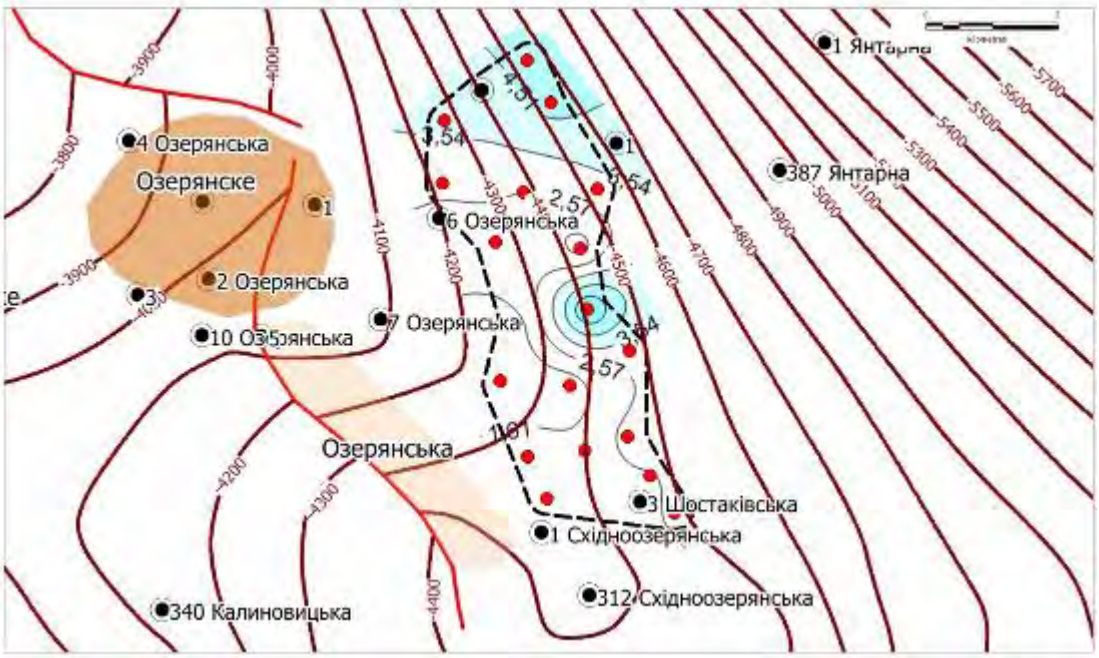


Рис. 16. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв *10^{-6}, об.%) (етан, етилен, пропан, пропілен) в підґрунтовому повітрі

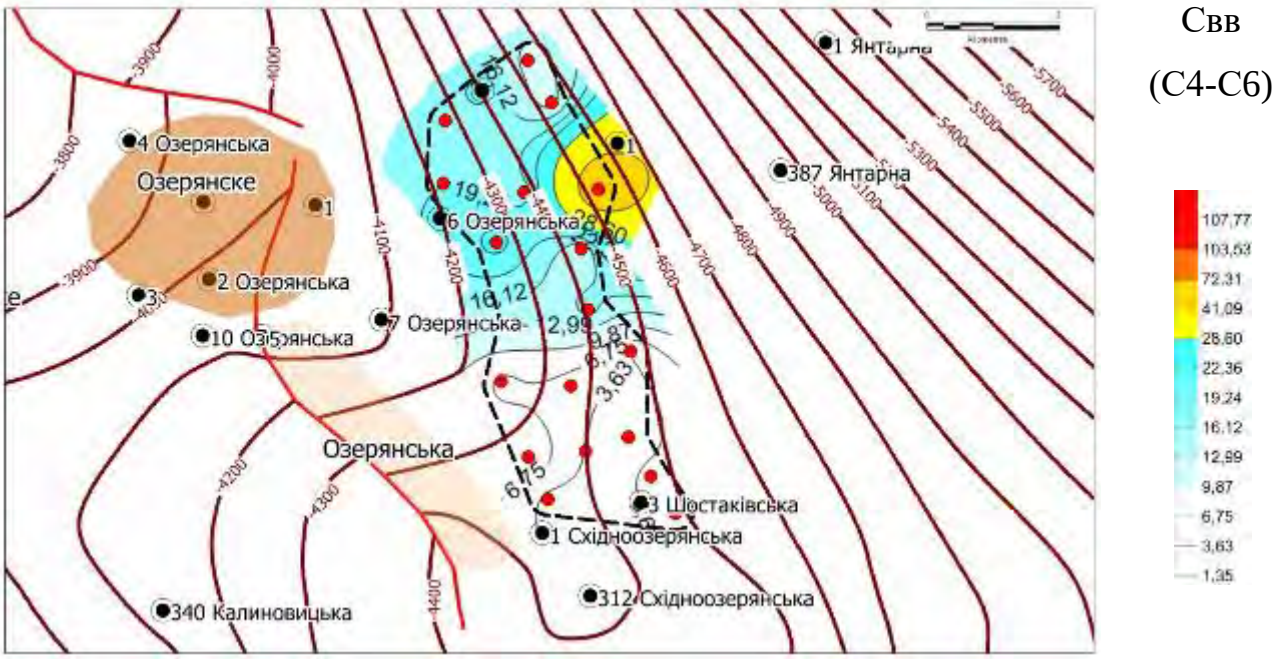


Рис. 17. Ділянка «Північноозерянська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) в підґрунтовому повітрі

Додаток 4

Схема розподілів показників СТАГД

ділянка «Самойлівська»

Схеми розподілів показників СТАГД

ділянки «Самойлівська»

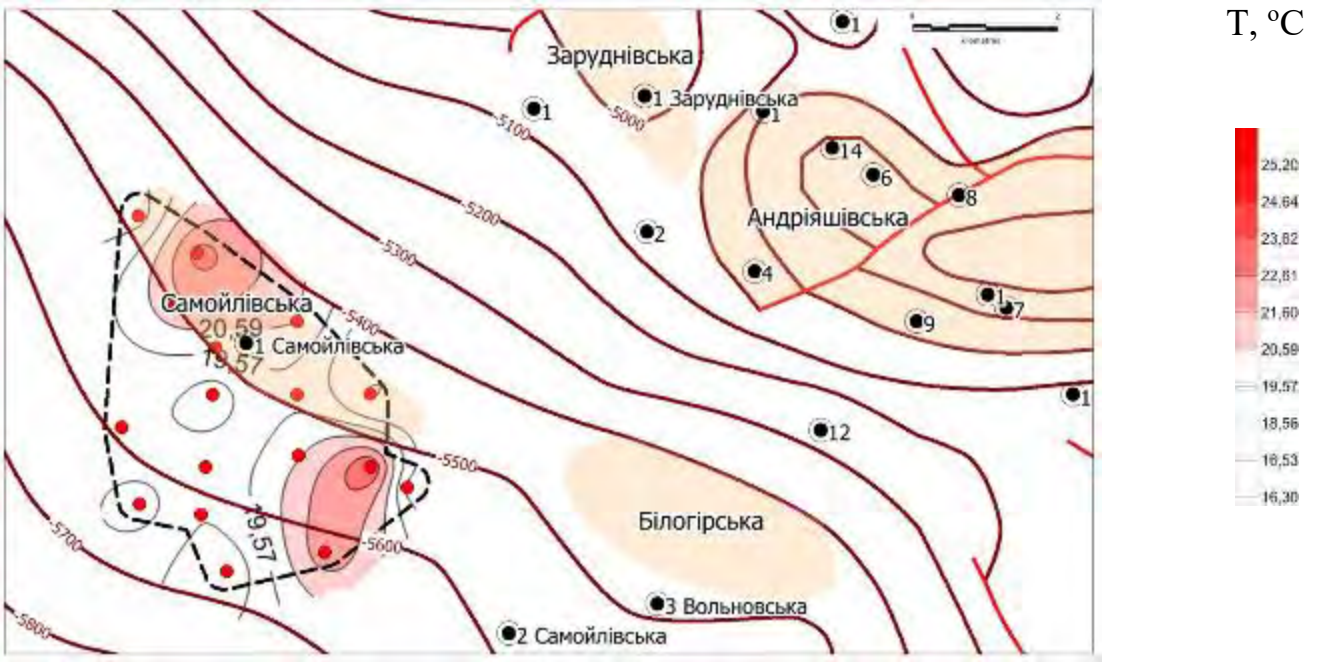


Рис. 1. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу температурного (T, °C) показника підґрунтового шару порід.

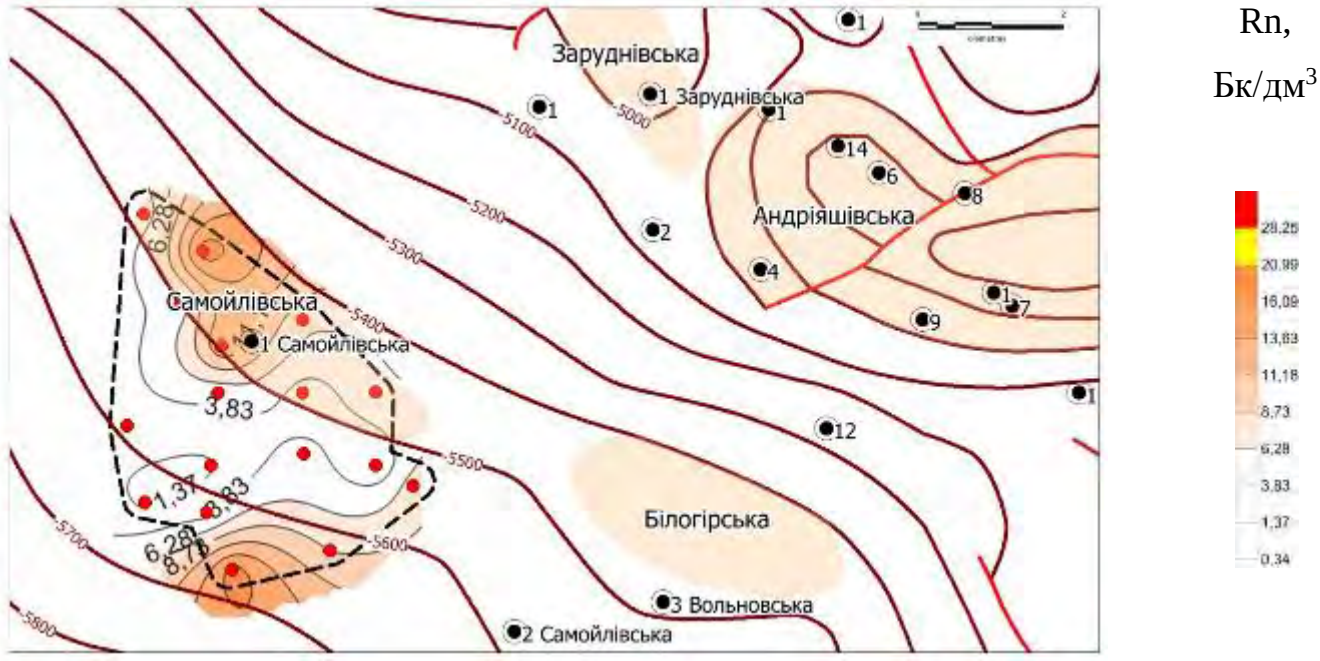


Рис. 2. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу вмісту радону (Rn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

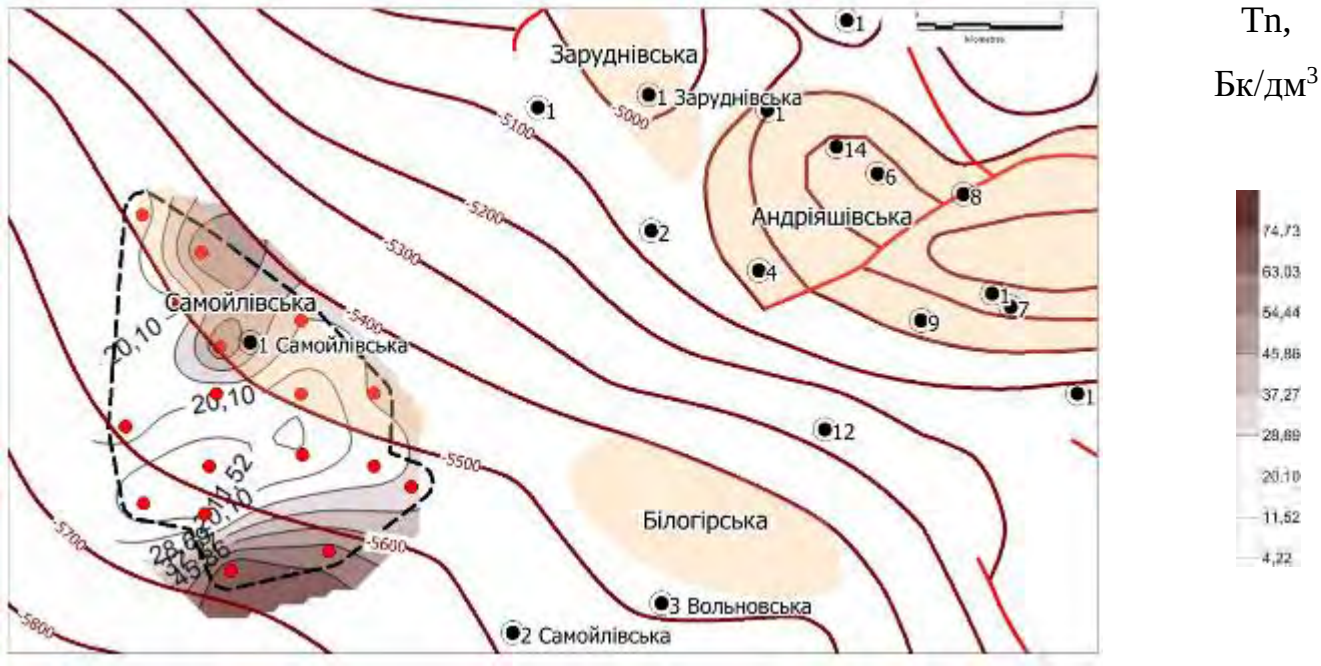


Рис. 3. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу вмісту торону (Tn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

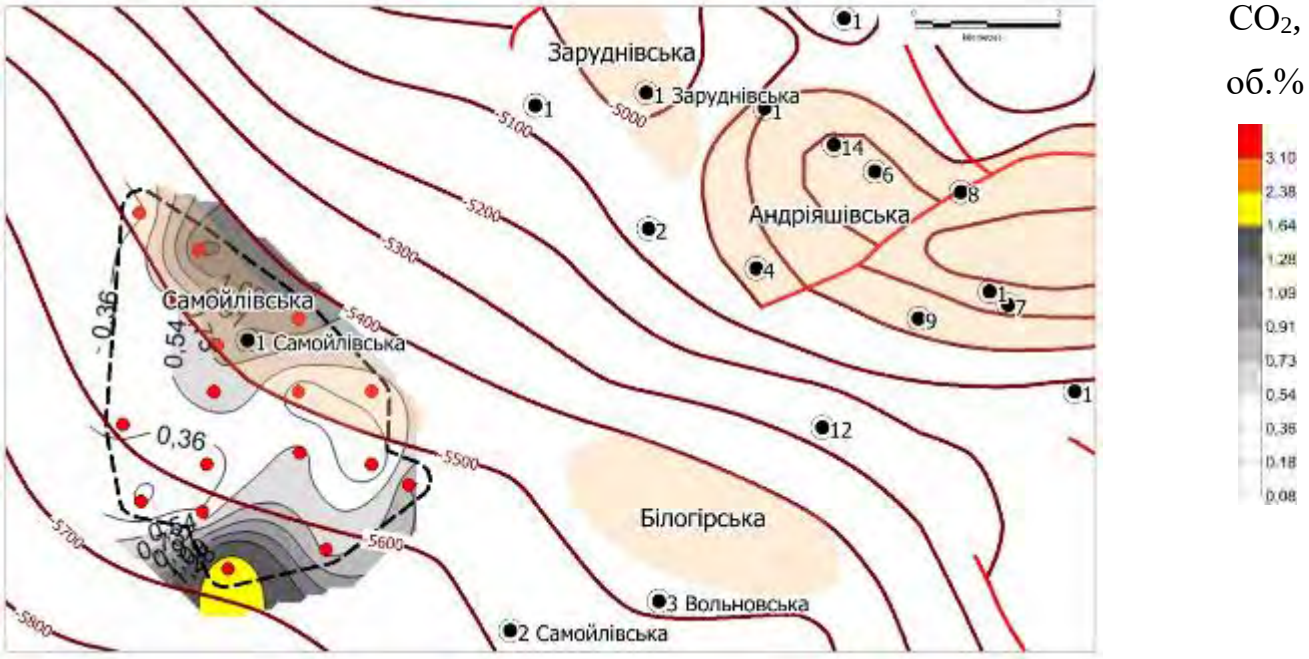


Рис. 4. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту вуглекислого газу (CO_2, об.%) в підґрунтовому повітрі

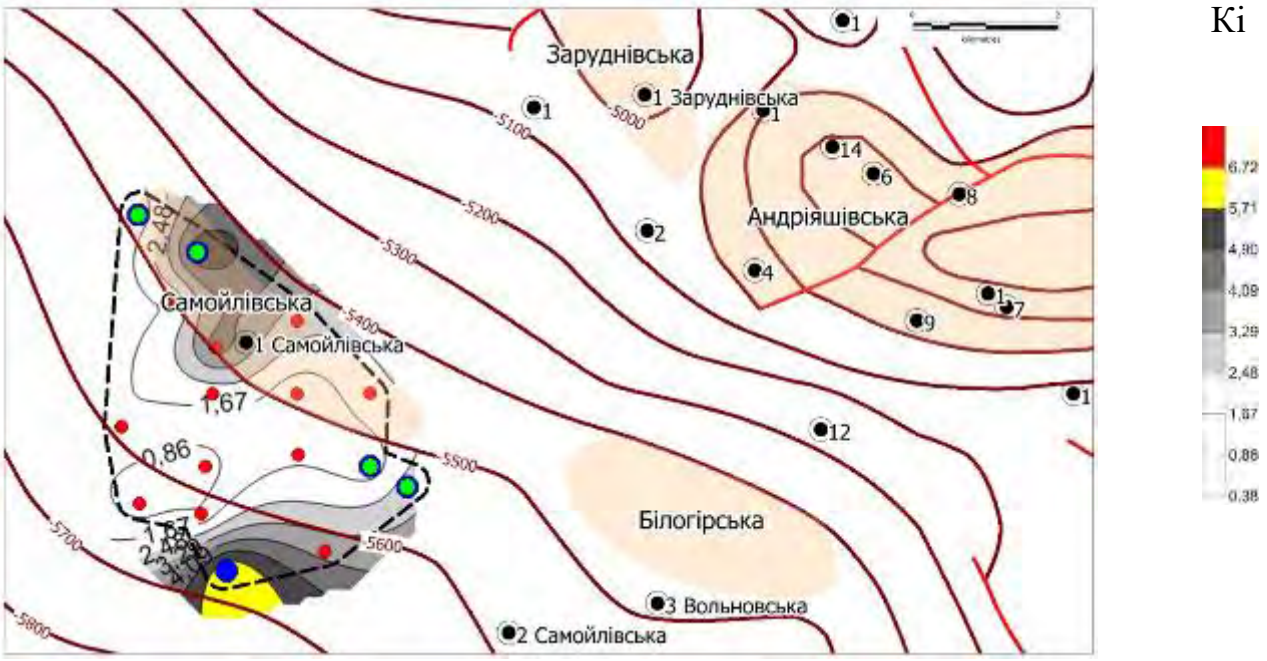


Рис. 5. Ділянка «Самойлівська». Схема розташування ПС, в яких зафіксований гелій (зелені крапки) та водень (сині крапки) на карті інтегрального коефіцієнту Ki

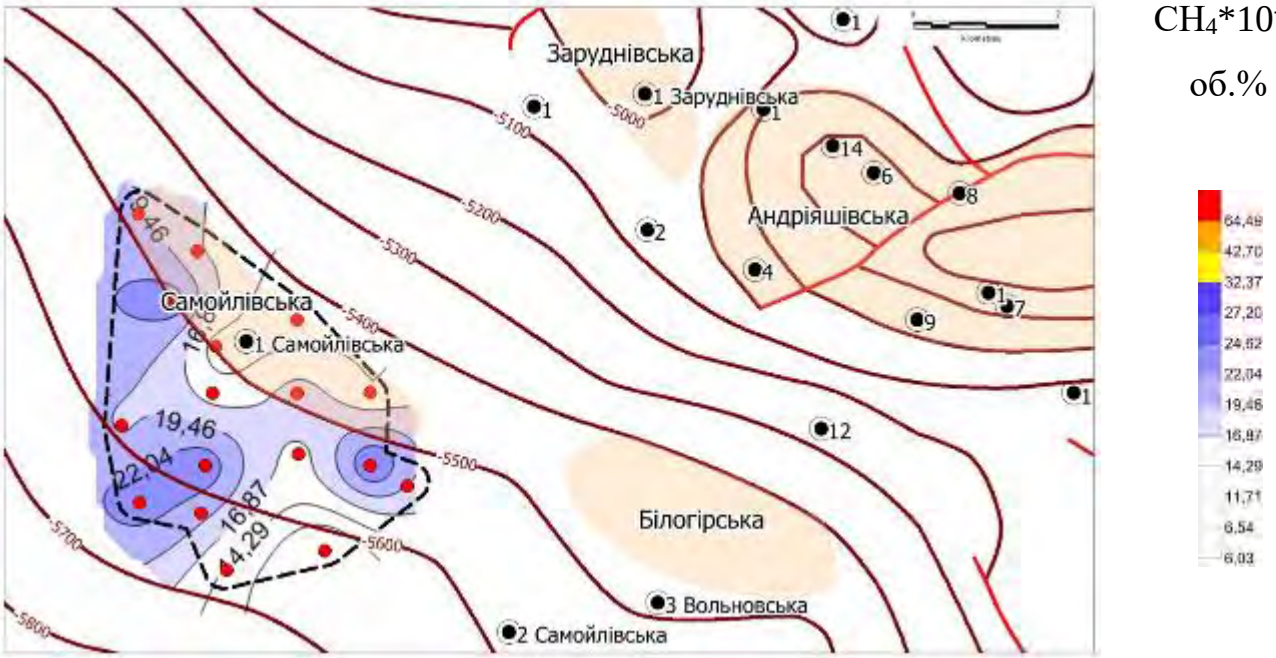
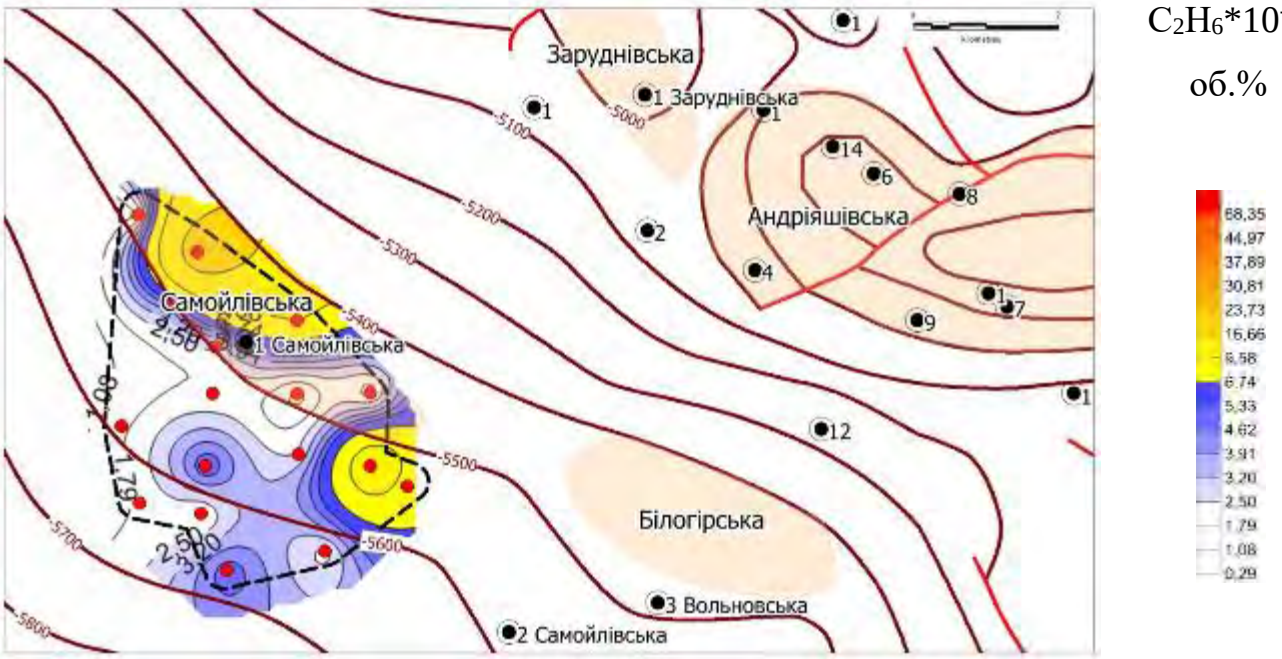
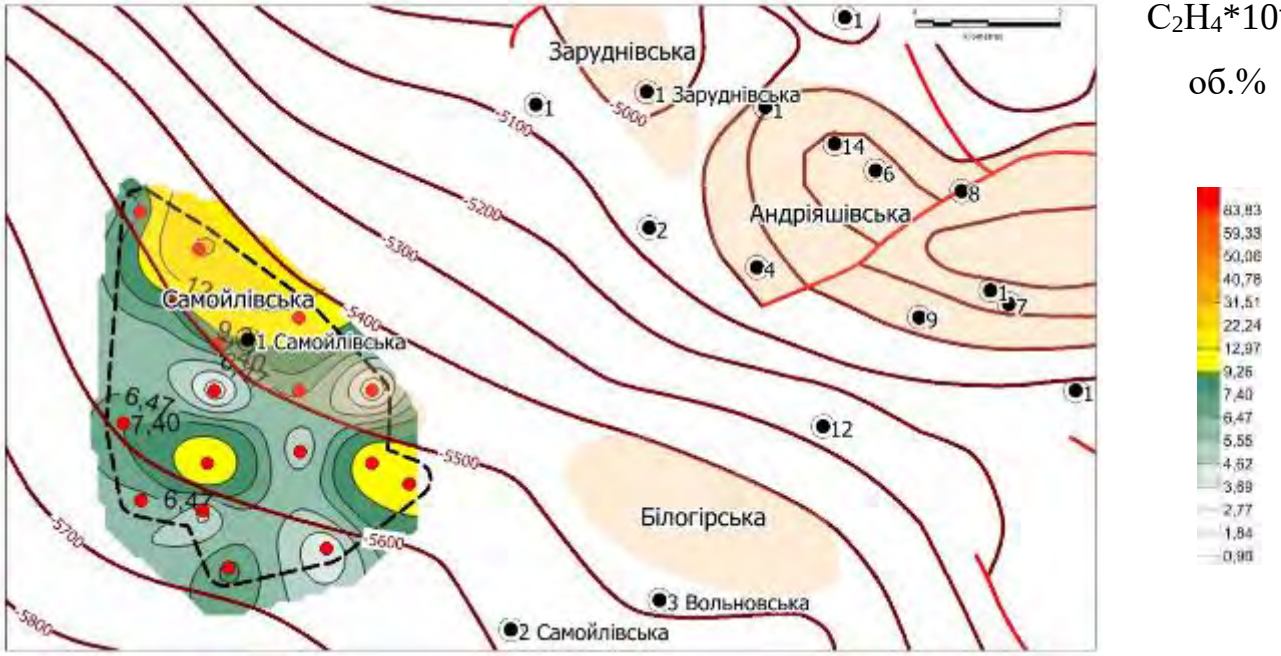


Рис. 6. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту метану (CH_4*10^{-5}, об.%) в підґрунтовому повітрі



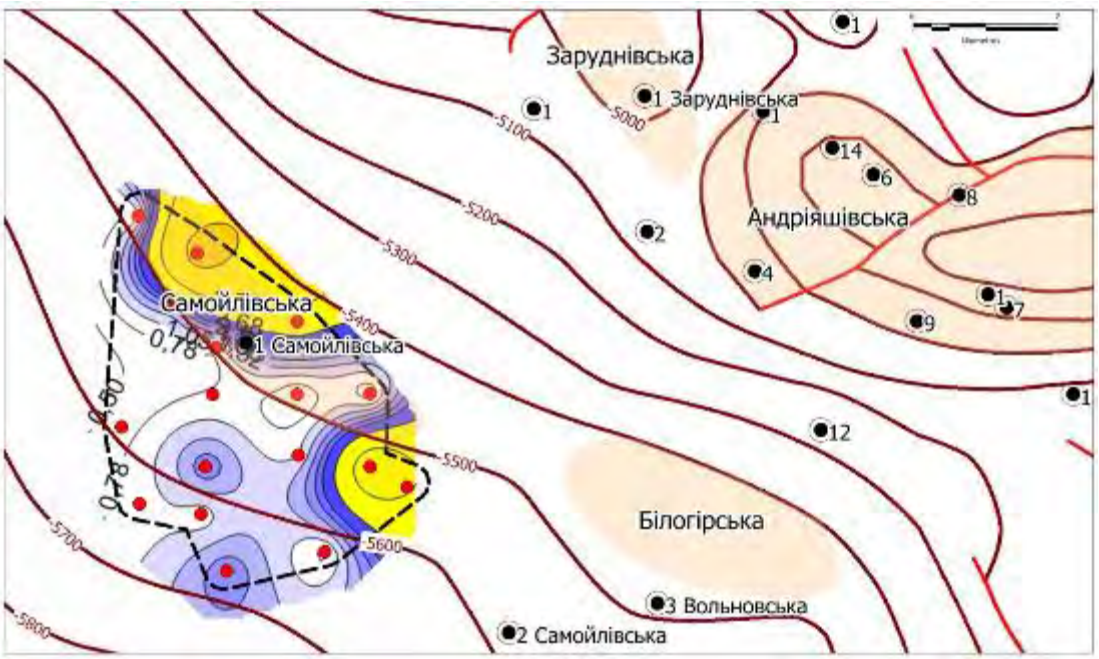
$C_2H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 7. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту етану ($C_2H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



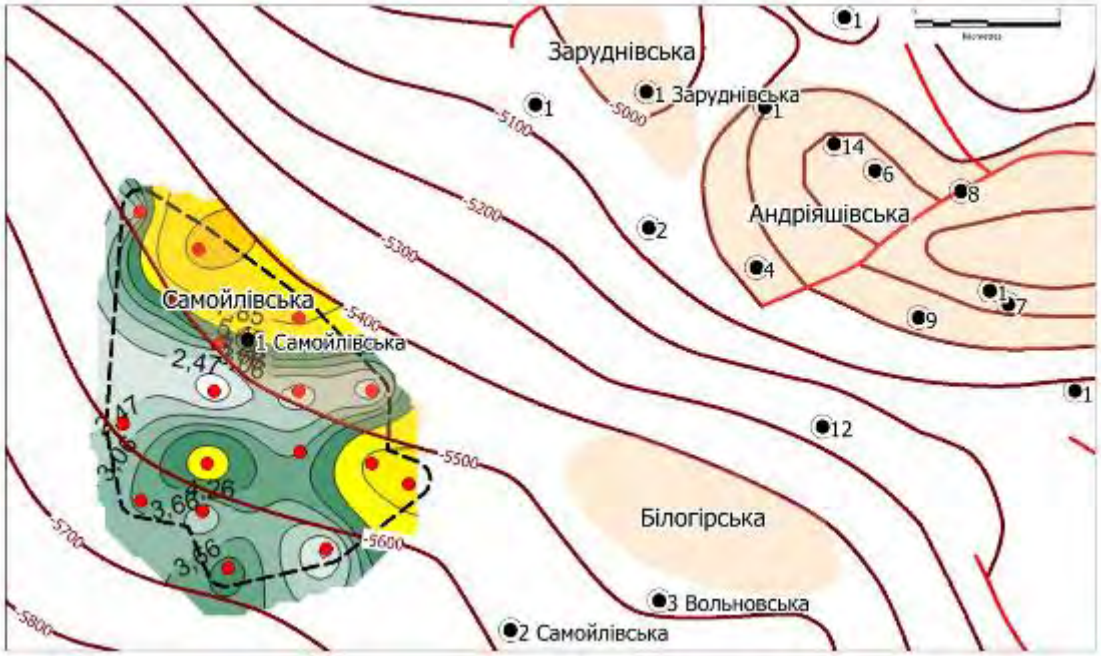
$C_2H_4*10^{-6}$, об.%

Рис. 8. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту етилену ($C_2H_4*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



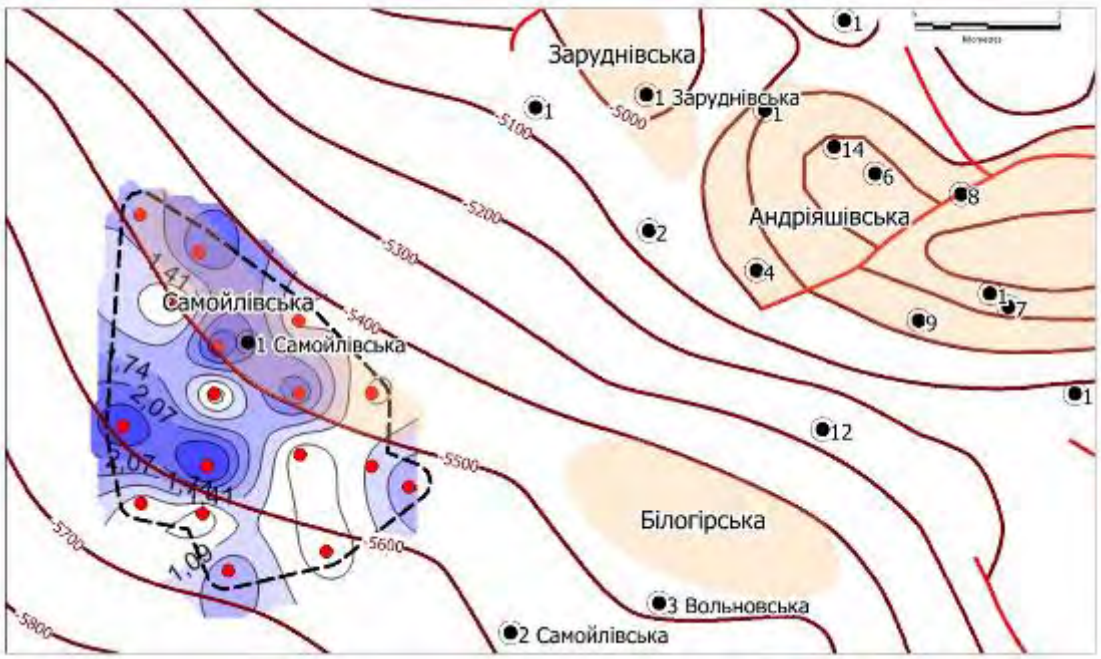
$C_3H_8*10^{-6}$, об.%

Рис. 9. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту пропану ($C_3H_8*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



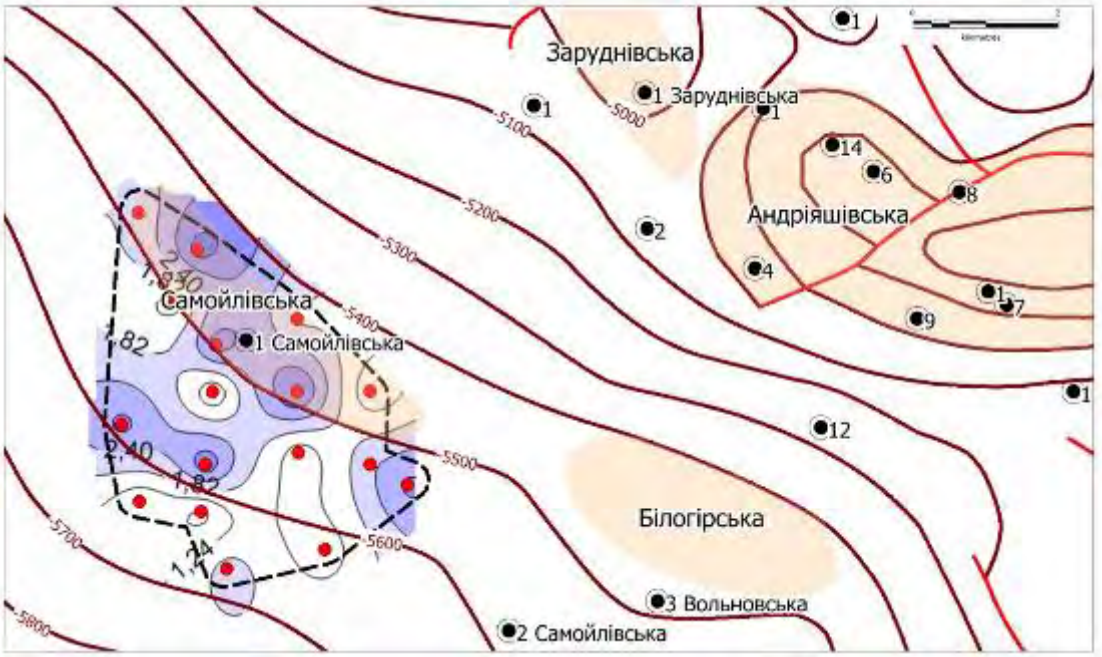
$C_3H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 10. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту пропілену ($C_3H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



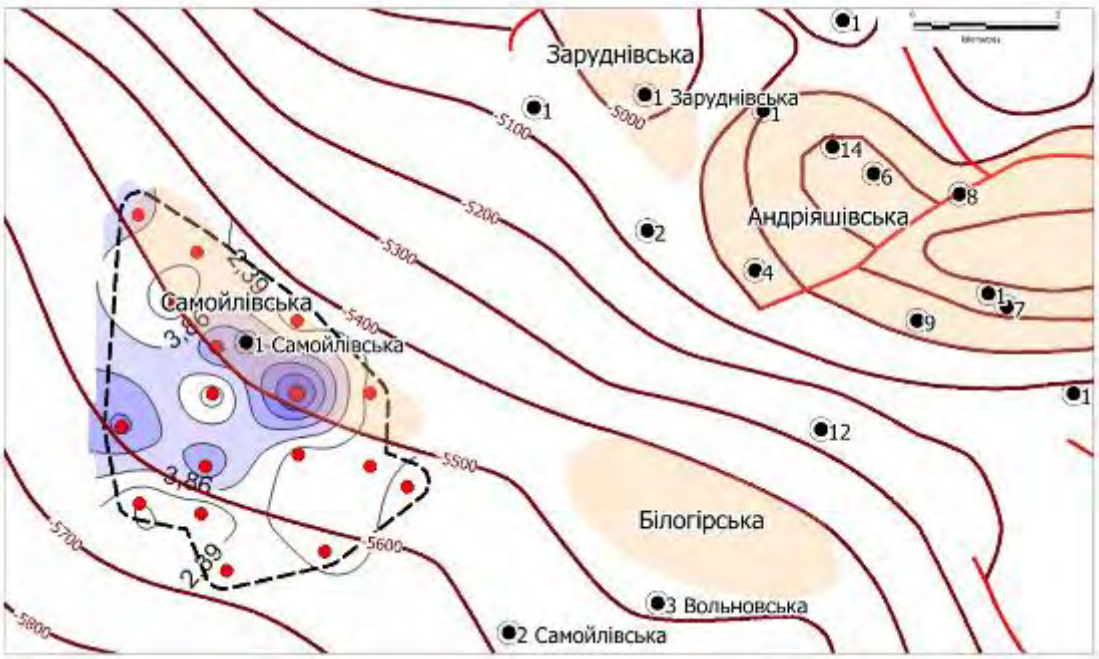
$iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 11. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту ізобутану ($iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



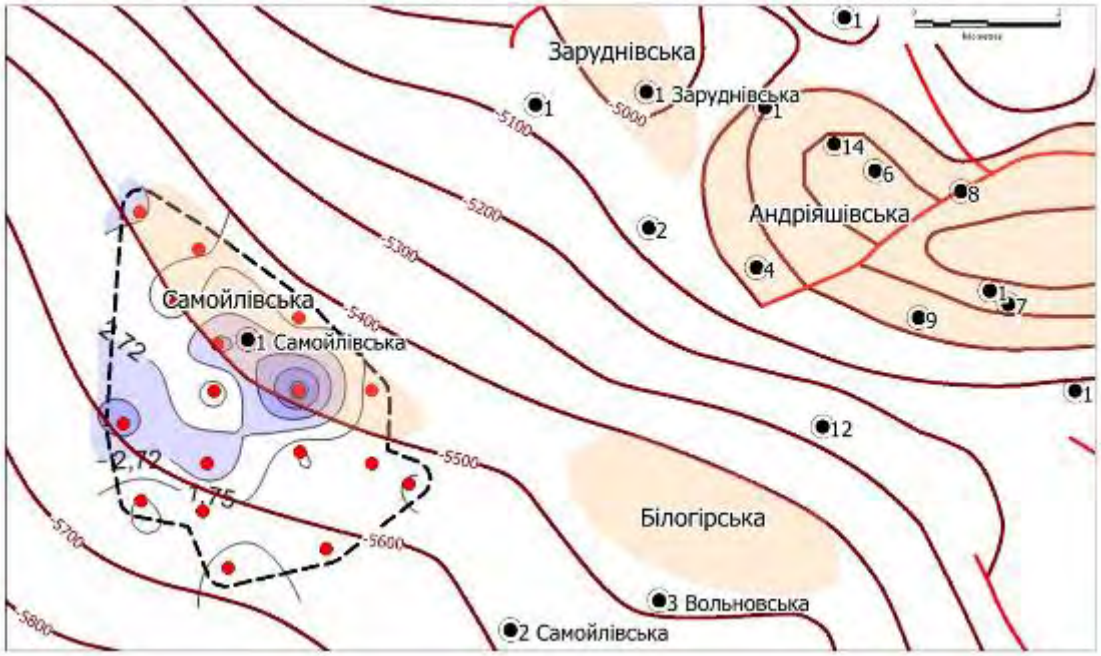
$nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 12. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту бутану ($nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



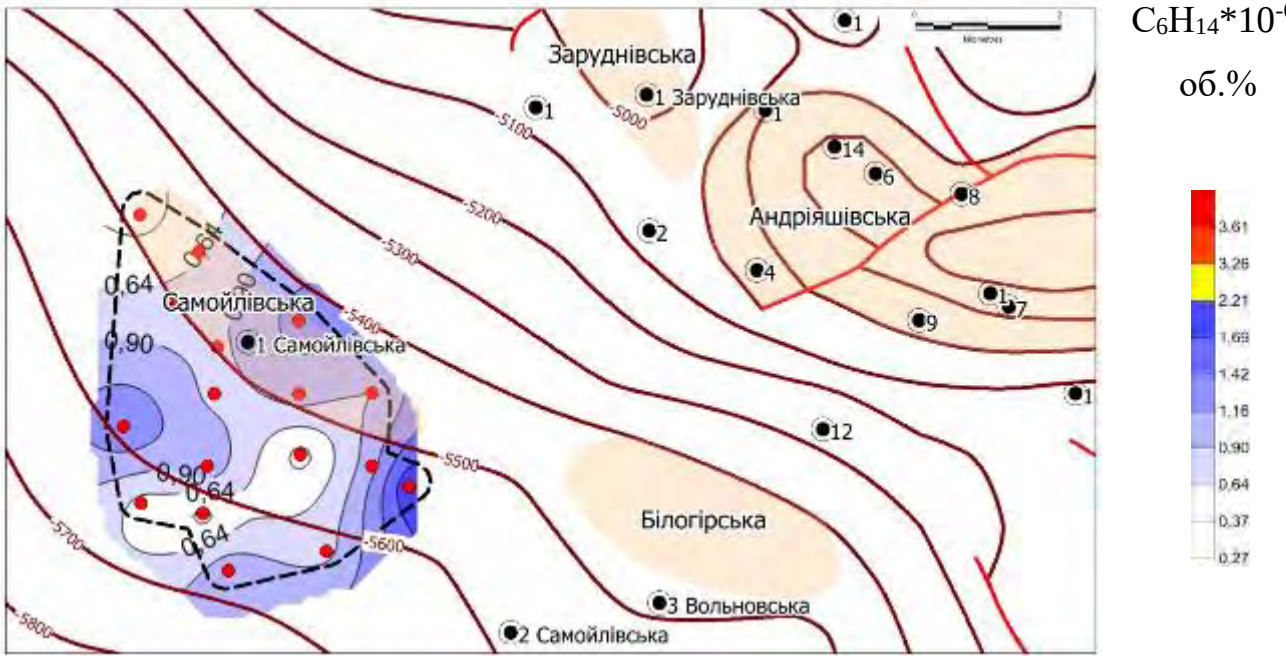
$iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 13. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту ізопентану ($iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



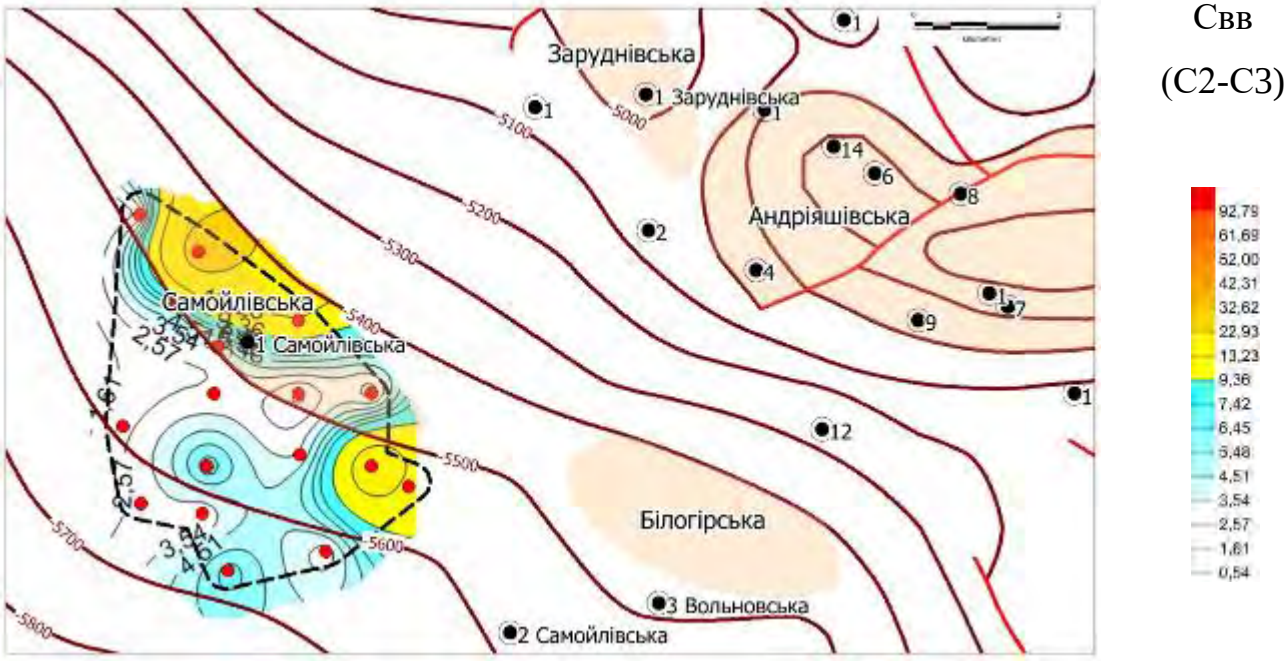
$nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 14. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту пентану ($nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%

Рис. 15. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу показників вмісту гексану ($C_6H_{14}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



Свв (С2-С3)

Рис. 16. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (етан, етилен, пропан, пропілен) в підґрунтовому повітрі

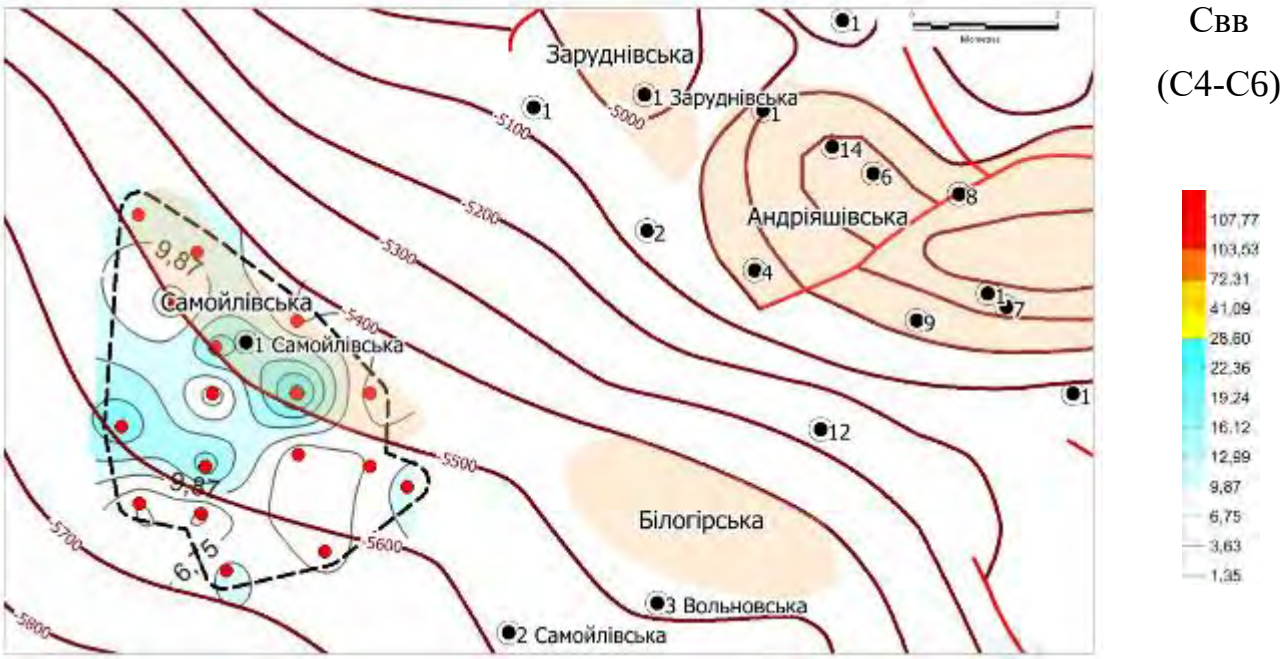


Рис. 17. Ділянка «Самойлівська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) в підґрунтовому повітрі

Додаток 5

Схема розподілів показників СТАГД

ділянка «Північногнідинцівська»

Схеми розподілів показників СТАГД

ділянки «Північногнідинцівська»

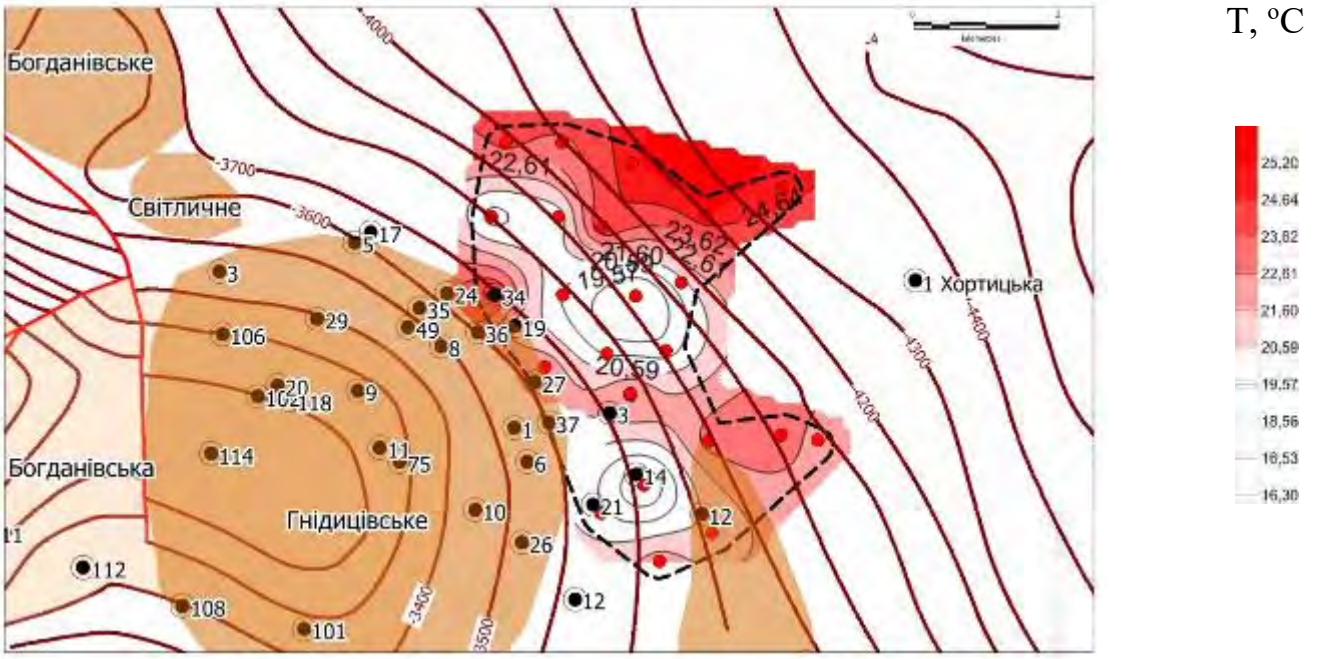


Рис. 1. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу температурного (T, °C) показника підґрунтового шару порід.

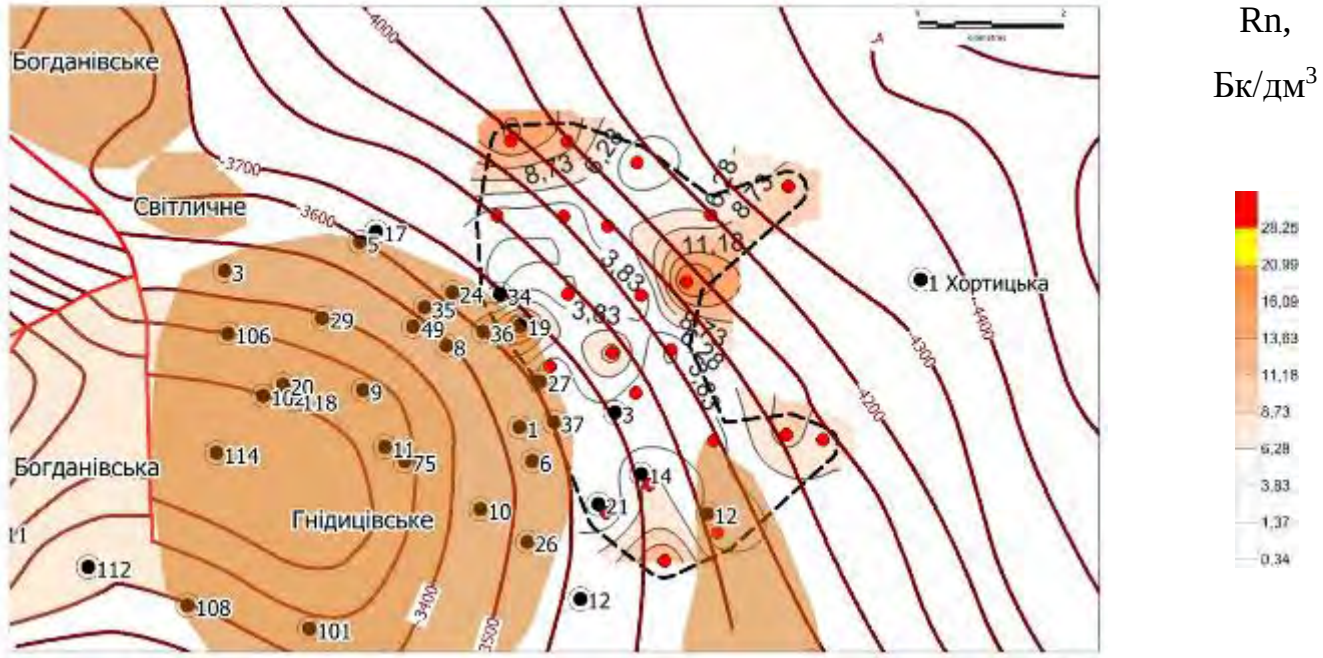


Рис. 2. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу вмісту радону (Rn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

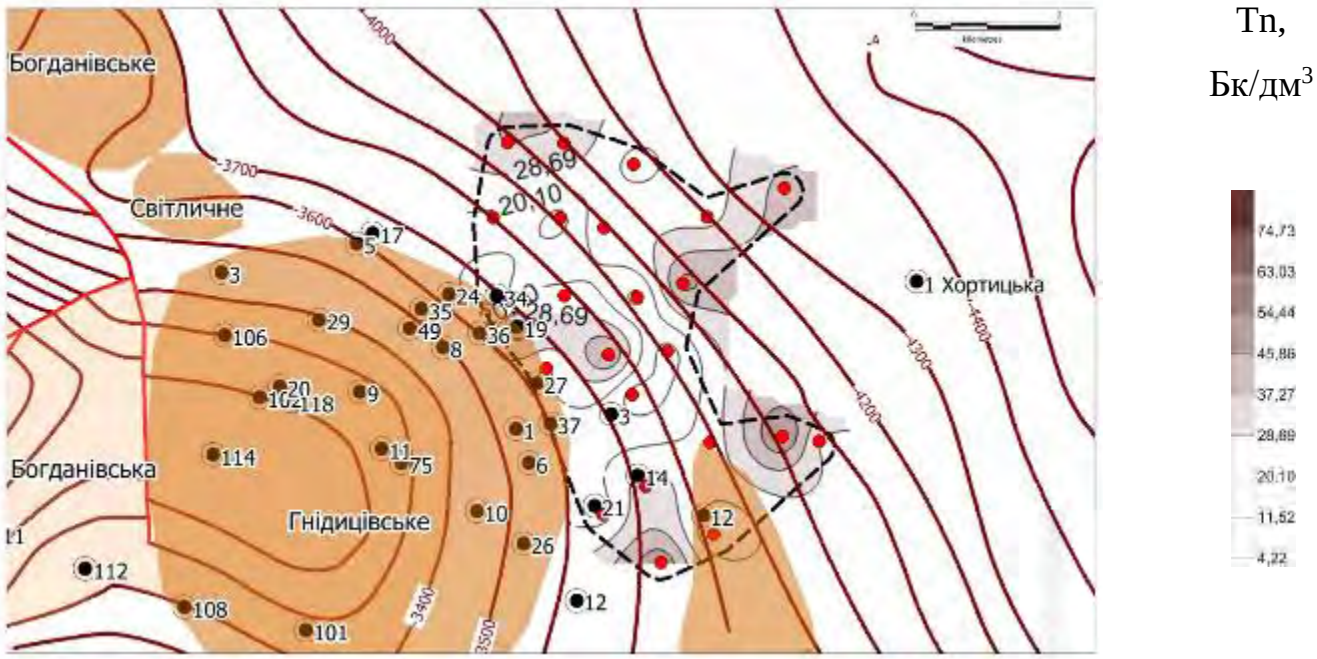


Рис. 3. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу вмісту торону (Tn, Бк/дм^3) в підґрунтовому повітрі.

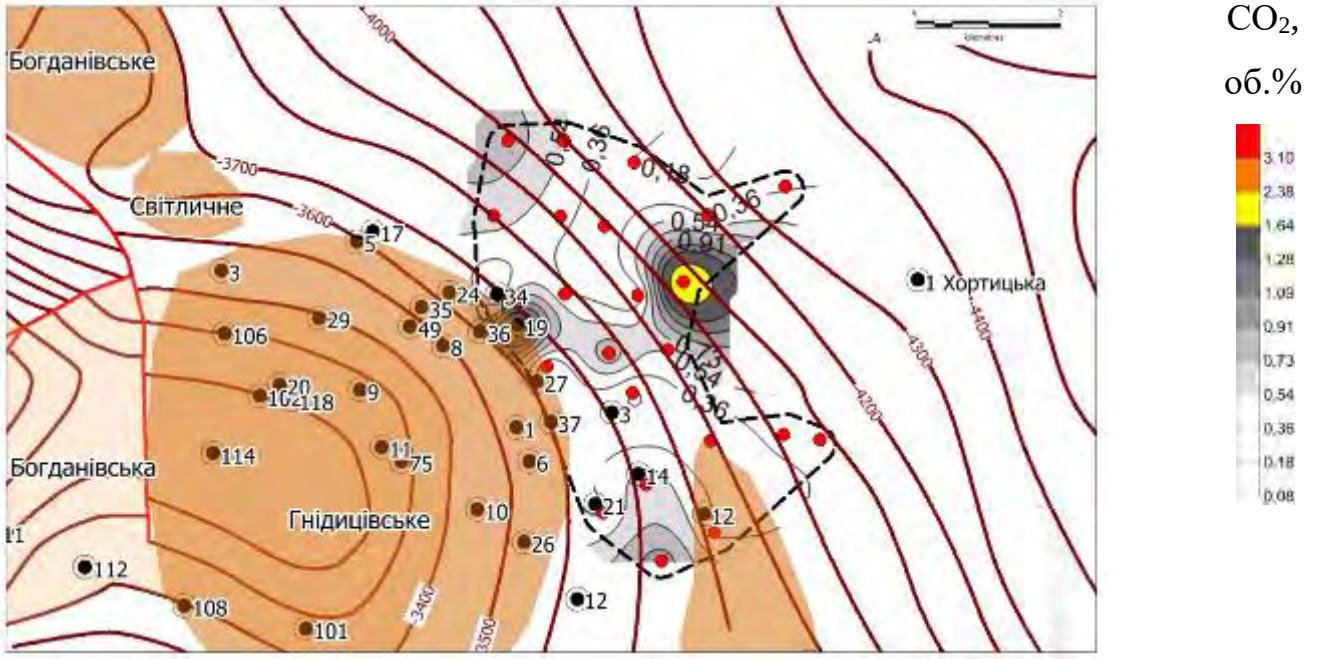


Рис. 4. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту вуглекислого газу (CO_2, об.%) в підґрунтовому повітрі

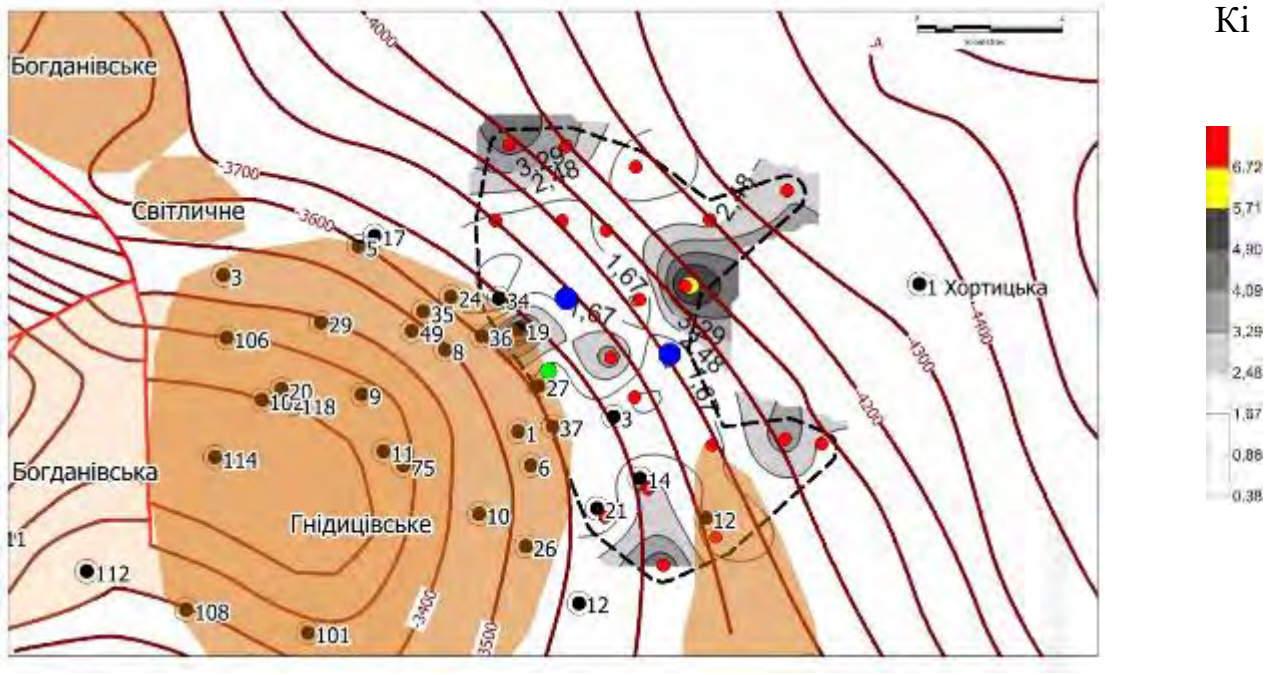


Рис. 5. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розташування ПС, в яких зафіксований гелій (зелені крапки) та водень (сині крапки) на карті інтегрального коефіцієнту Кі

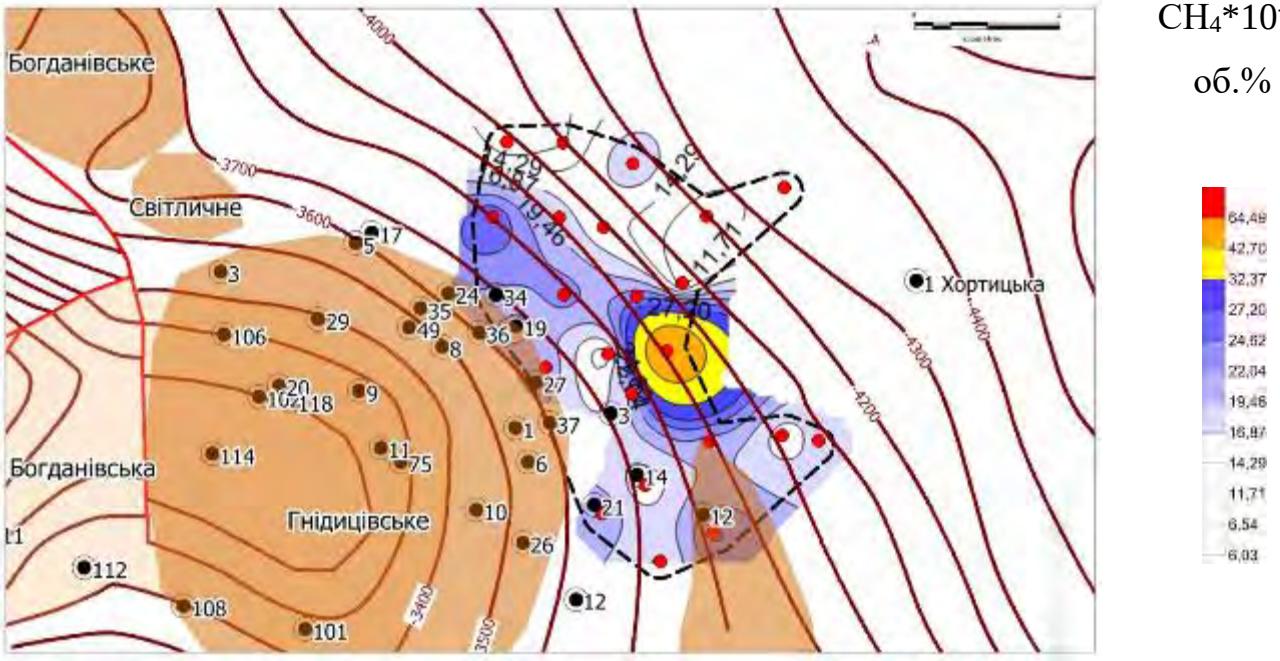
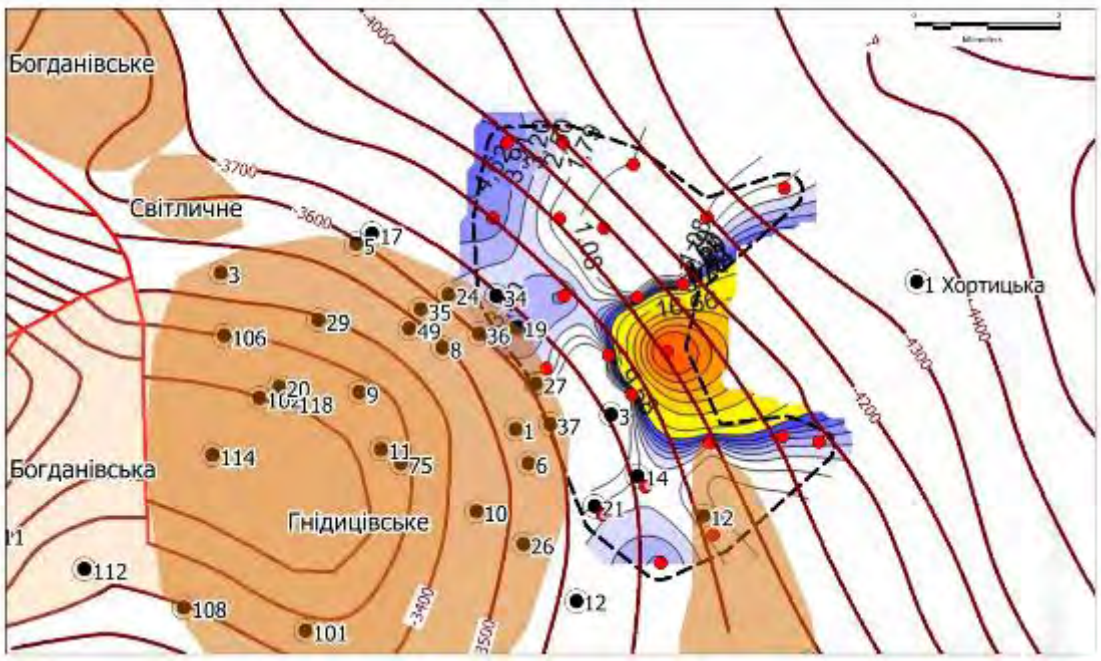
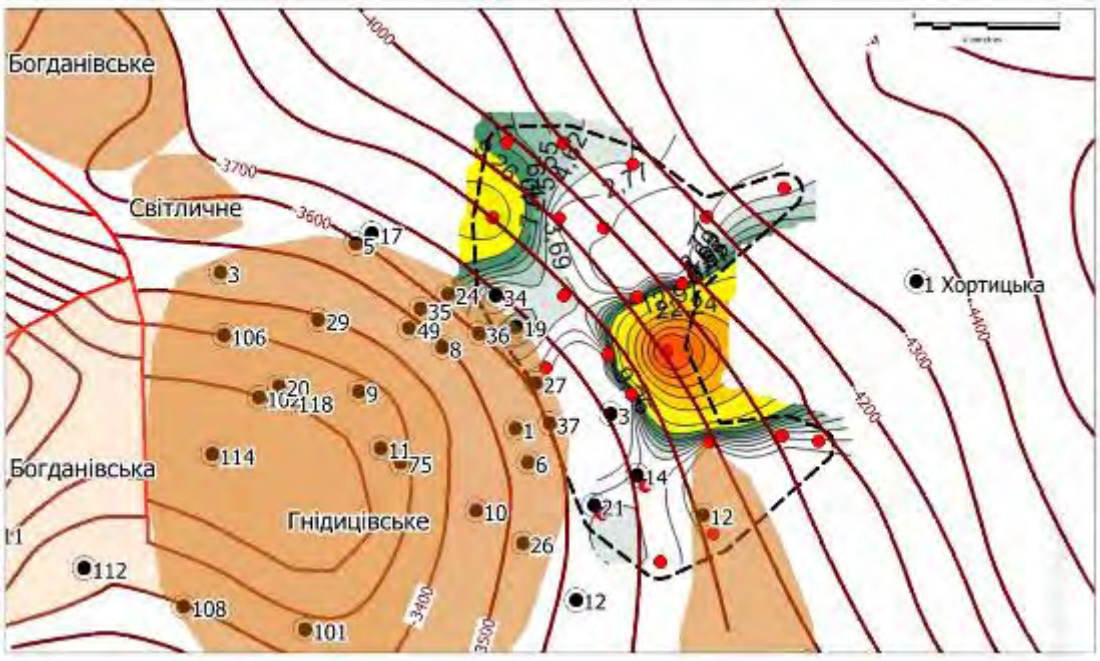


Рис. 6. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту метану (CH_4*10^{-5}, об.%) в підґрунтовому повітрі



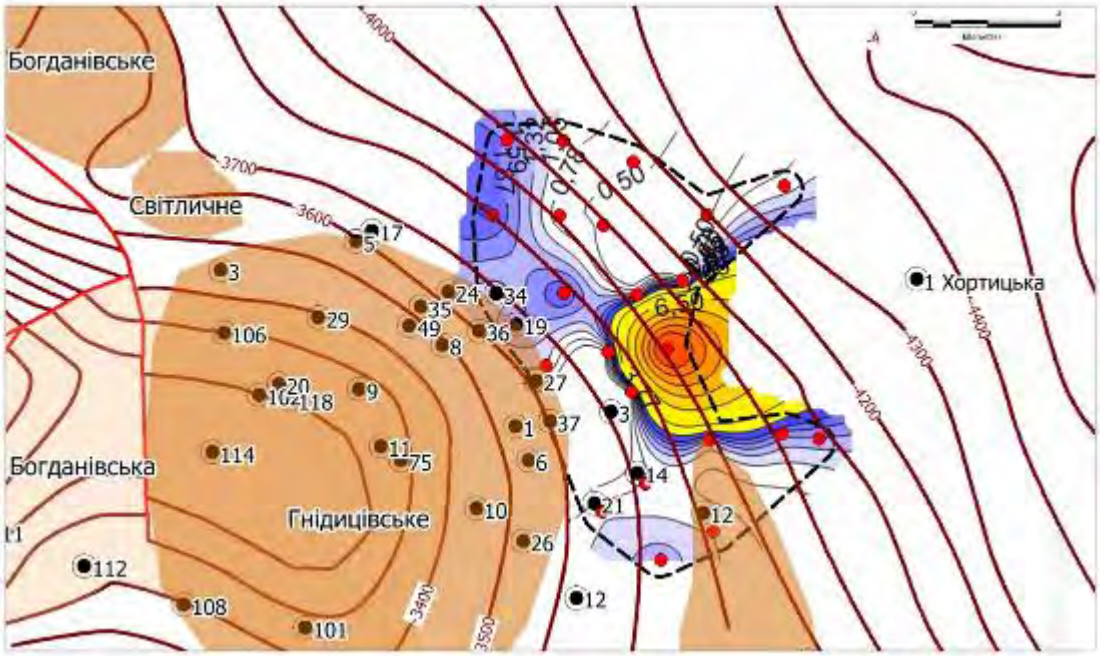
$C_2H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 7. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту етану ($C_2H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



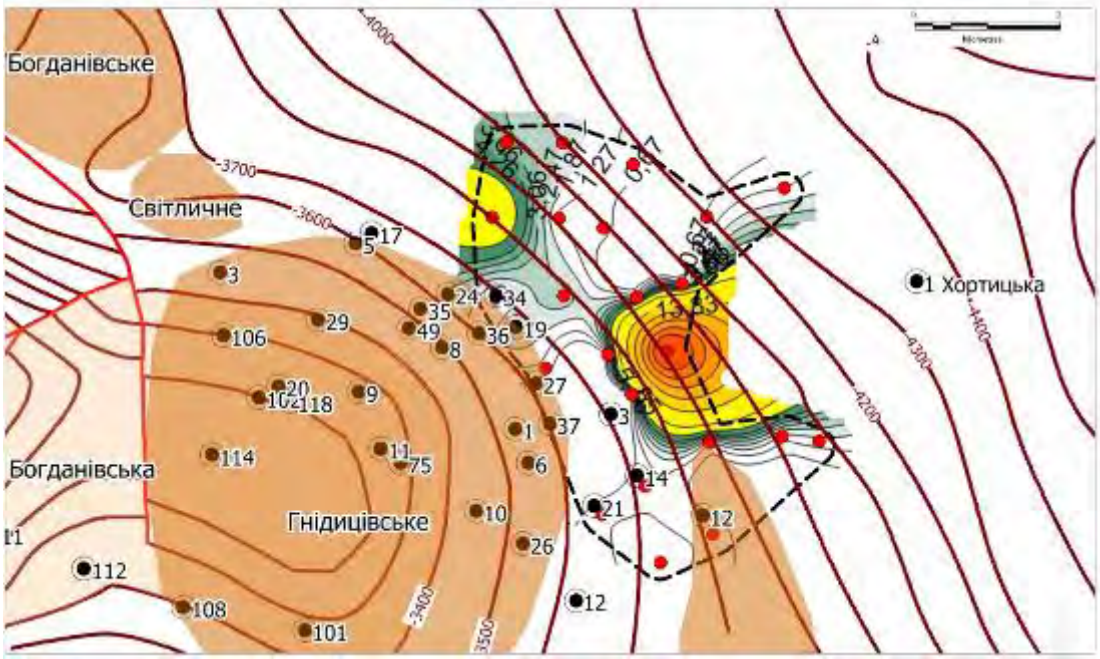
$C_2H_4*10^{-6}$, об.%

Рис. 8. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту етилену ($C_2H_4*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



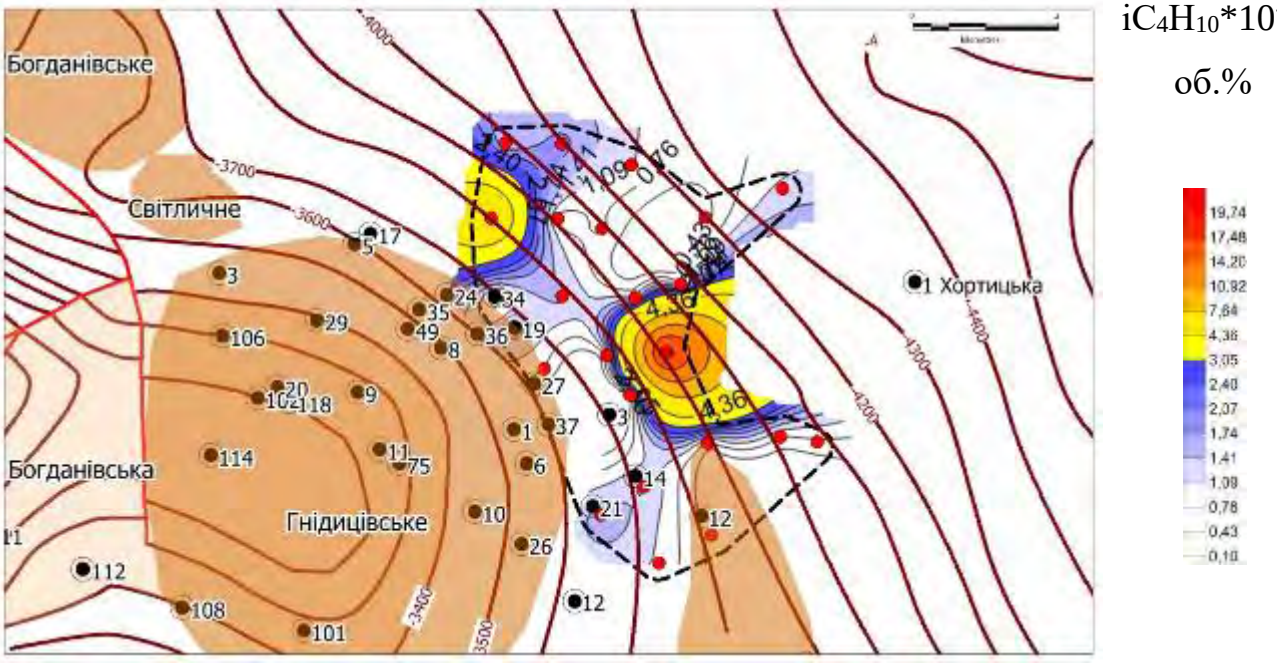
$C_3H_8*10^{-6}$, об.%

Рис. 9. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту пропану ($C_3H_8*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



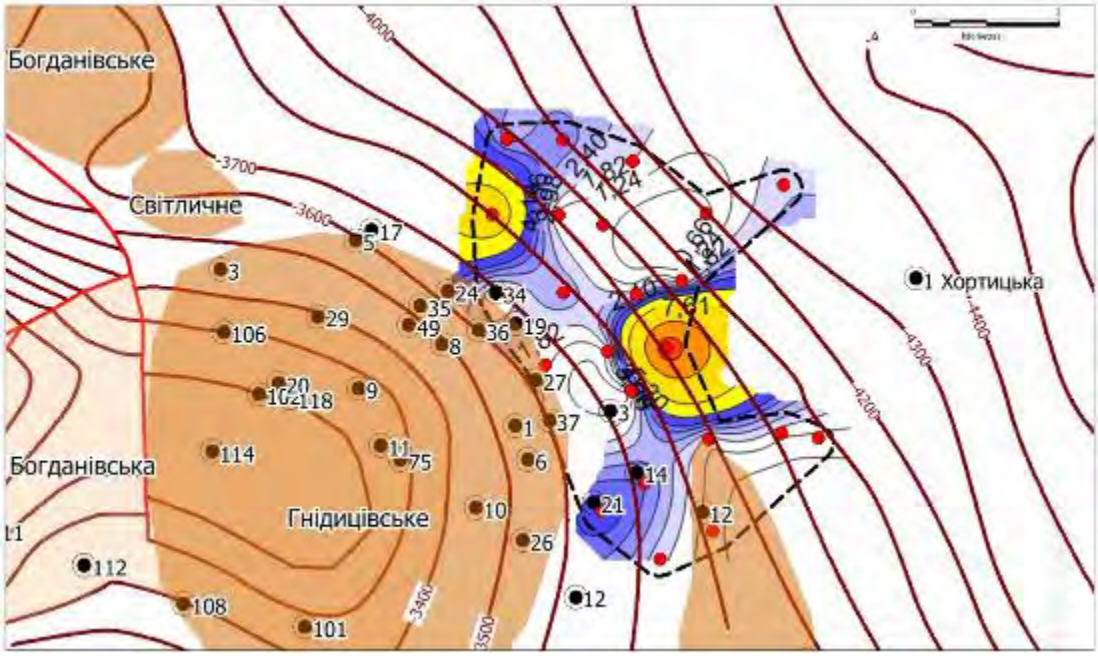
$C_3H_6*10^{-6}$, об.%

Рис. 10. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту пропілену ($C_3H_6*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



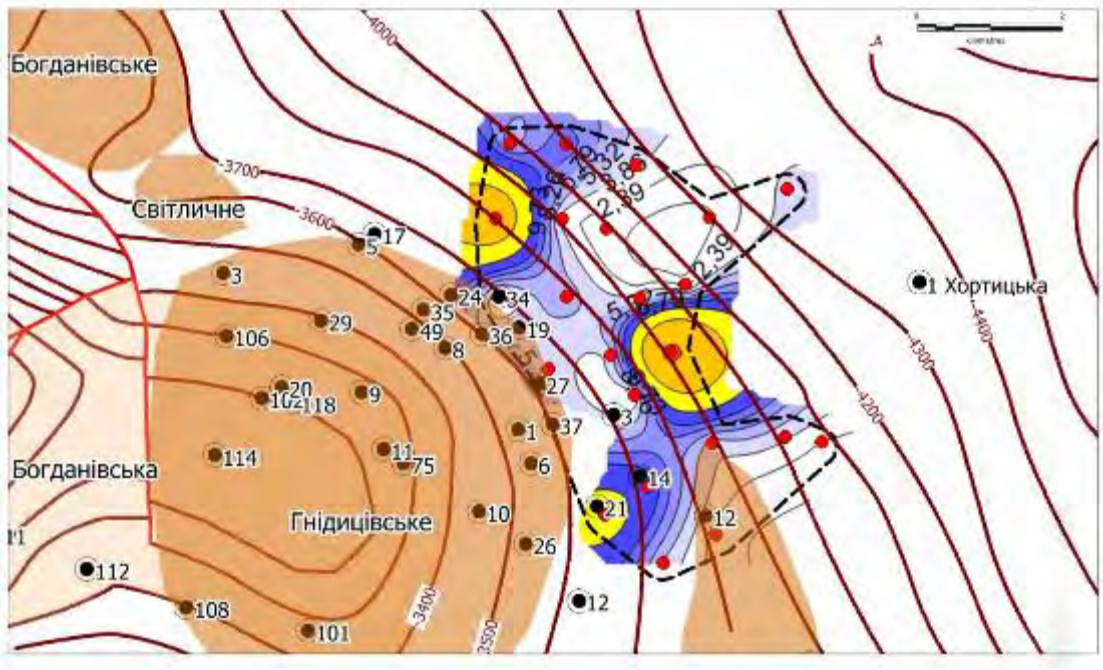
$iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 11. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту ізобутану ($iC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



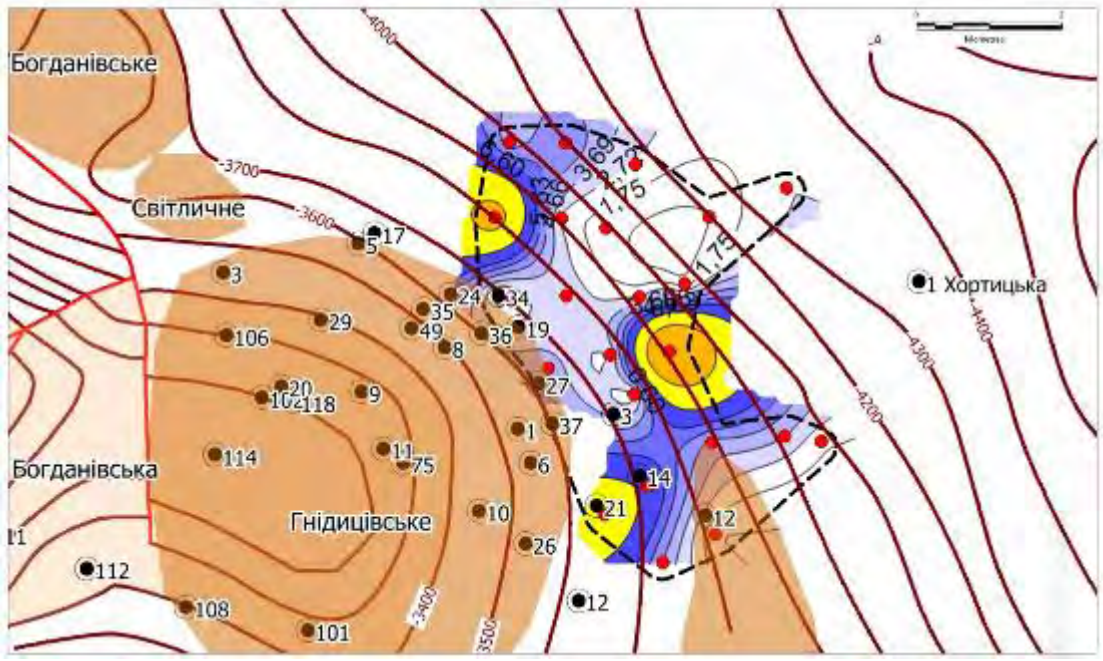
$nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%

Рис. 12. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту бутану ($nC_4H_{10}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 13. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту ізопентану ($iC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі



$nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%

Рис. 14. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту пентану ($nC_5H_{12}*10^{-6}$, об.%) в підґрунтовому повітрі

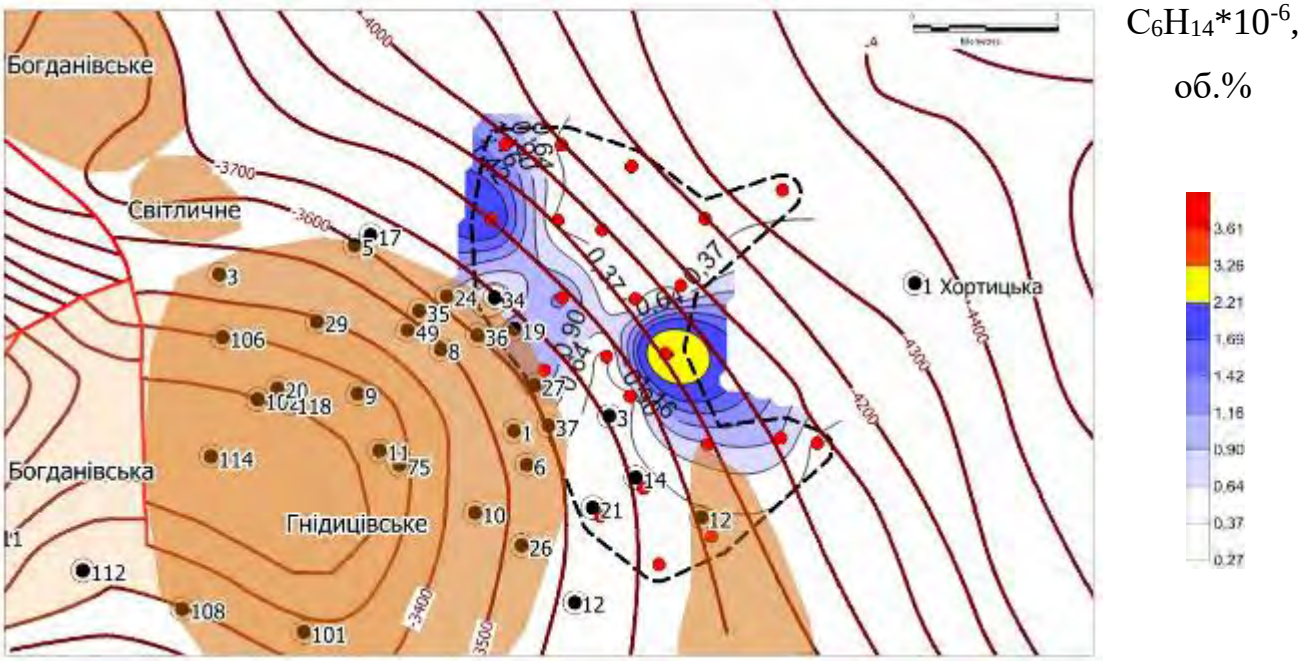


Рис. 15. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу показників вмісту гексану (C_6H_{14}*10^{-6}, об.%) в підґрунтовому повітрі

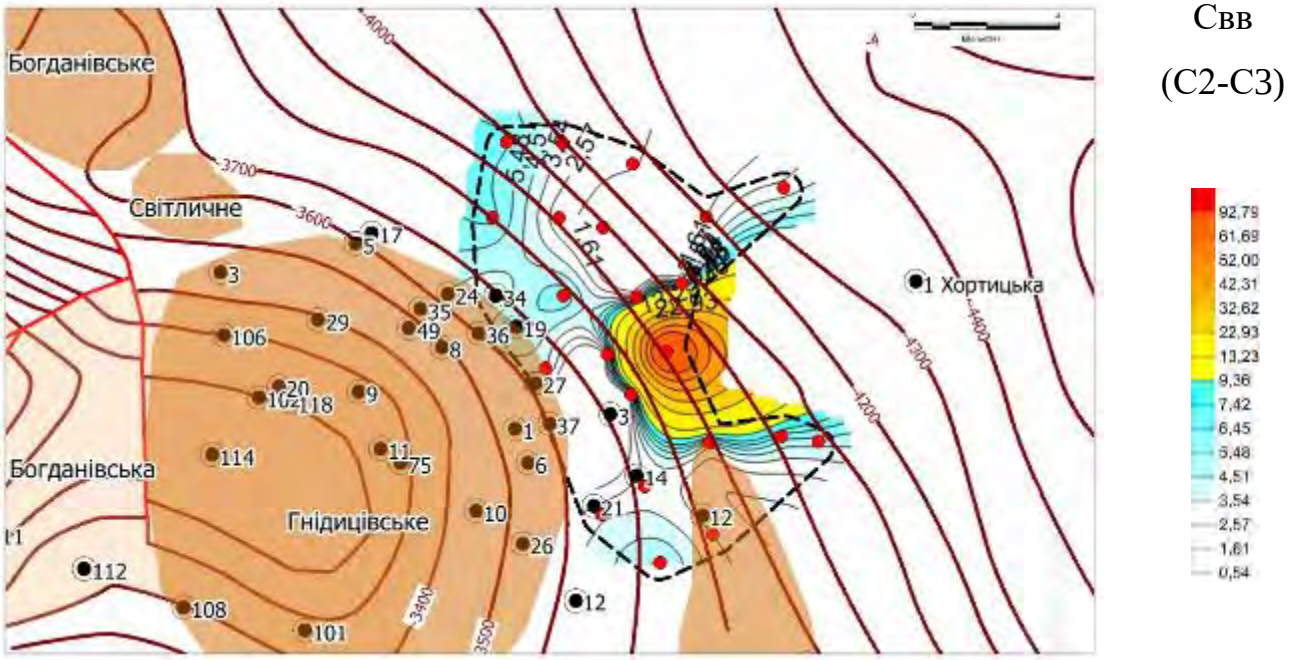


Рис. 16. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв *10^{-6}, об.%) (етан, етилен, пропан, пропілен) в підґрунтовому повітрі

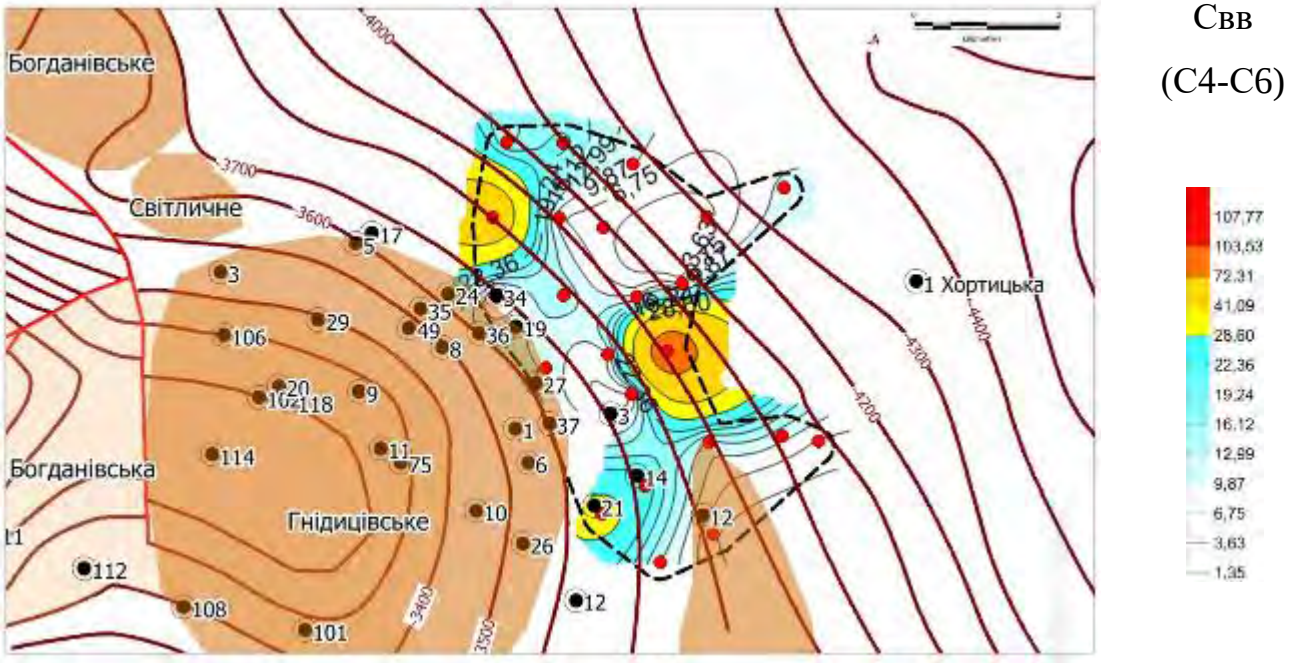


Рис. 17. Ділянка «Північногнідинцівська». Схема розподілу вмісту суми гомологів метану (Свв $*10^{-6}$, об.%) (ізобутан, бутан, ізопентан, пентан, гексан) в підґрунтовому повітрі