

СТРУКТУРНО-ТЕРМОАТМОГІДРОЛОГО-ГЕОХІМІЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ  
ТЕРИТОРІЇ БОБРИКІВСЬКОЇ ЗАПАДИНИ

І.Д. Багрій<sup>1</sup>, Ю.К. Гордєєва<sup>1,2</sup>, В.А. Глонь<sup>1</sup>, А.П. Куліш<sup>1,2</sup>, К.М. Стародубець<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Інститут геологічних наук НАН України, вул. О. Гончара, 55Б, м. Київ, 01054, Україна, e-mail: bagrid@ukr.net, u\_gordeeva@mail.ru, vitaliyglon@gmail.com, kulish.andrii@gmail.com, starodubets.kirill@ukr.net

<sup>2</sup>ННІ "Інститут геології" Київського національного університету імені Тараса Шевченка, вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна

Проаналізовано результати комплексних структурно-термоатмогідролого-геохімічних досліджень (СТАГГД), проведених на території Бобрівської западини (північ Дніпровсько-Донецької западини). Проблема пошуків і розвідки перспективних ділянок на видобуток вуглеводнів особливо актуальна з переходом нафтогазової промисловості України на освоєння невеликих за розмірами родовищ. З використанням нового комплексу СТАГГД уперше всебічно досліджено та закартовано перспективні на пошуки вуглеводнів ділянки Бобрівської западини. Зіставлено геолого-геофізичні матеріали з результатами аерокосмічного дешифрування території, отримано карти розподілу температурного показника, радону, торону, гелію, водню, вуглекислого газу, метану та його гомологів. Виділено ділянки, перспективні на пошуки вуглеводневої сировини.

**Ключові слова:** Бобрівська западина, перспективи нафтогазоносності, показники нафтогазоносності, аномалії.

**Вступ.** Основні перспективи пошуків нових нафтогазових покладів у межах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) пов'язують з регіональними нафтогазоносними палеозойськими та мезозойськими відкладами. Найперспективнішими для пошуків нових покладів є ділянки, що облямовують великі западини, або депресії, по нижньому карбону, а саме Срібнянську, Жданівську, Синявську, Бобрівську, інша назва в геологічній літературі та на картографічних зображеннях – Бобрівський прогин (рис. 1). Передбачається, що ці ділянки є нафтогазогенеруючими і мають потенціал для утворення неантиклінальних пасток вуглеводнів (ВВ). Максимальні перспективи нафтогазоносності останніх у межах ДДЗ пов'язують з нижньокам'яновугільним нафтогазоносним комплексом [1].

У палеоплані раннього карбону ліпше проявляються малі депресії, що збігаються з опущеними ділянками поверхні фундаменту (Бобрівська, Валківська, Синявська), і гірше – депресії на монокліналях або схилах депресійних зон фундаменту (Дмитрівська, Сухоносівсько-Куриньківська та ін.). На всіх досліджених малих депресіях розвинені локальні палеопідняття, які проявляються у вигляді мінімумів потужностей відкладів нижнього карбону (потужності порід між відповідними відбивними горизонтами) і не виражені на структурних картах по цих самих горизонтах. Такі структурні елементи для ДДЗ виділив Б.П. Кабишев як розформовані палеопідняття, перспективні у нафтогазоносному відношенні [5].

За перспективами нафтогазоносності малі депресії ДДЗ поділено на 3 групи [5] :

– високоперспективні, розміщуються у зоні регіональної нафтогазоносності всіх типів пасток

(Бобрівська, Синявська, Дмитрівська, Пархнівська, Валківська та ін.);

– малоперспективні, розміщуються у крайній північно-західній частині нафтогазоносного басейну (Скорінецька, Хмельницька);

– перспективні, розташовані у перехідній Смолясько-Ічнянській та Логовіківсько-Миргородській зонах (Івангородська, Ніжинсько-Пашківська, Ольшанська, Сухоносівсько-Куриньківська, Крем'янківська, Миргородська).

Першу з цих груп малих депресій як першочерговий об'єкт автори рекомендували для проведення геологорозвідувальних робіт. Фактично вони не були здійснені, тому достовірність цього прогнозу поки не доведено. Саме тому реалізація комплексної методики СТАГГД у межах однієї з високоперспективних депресій є значним кроком у прогнозуванні вуглеводневих покладів подібних територій та дає змогу отримати відповідь на питання, що ставилось понад 25 років тому.

Оскільки непродуктивність багатьох структур у перехідній перспективній зоні ДДЗ пов'язана з несприятливими гідрогеологічними умовами збереження ВВ, можна припустити, що суміжні з "порожніми" пастками більш занурені ділянки малих депресій характеризуються ліпшою закритістю надр і можуть містити поклади нафти у прогнозованих (малоамплітудних) підняттях або неантиклінальних пастках.

**Об'єкт дослідження.** Бобрівська мала депресія розміщується у північній прибортовій зоні ДДЗ між Роменським соляним штоком (Роменський купол) та Анастасівсько-Липоводолинським малим валом (рис. 2). Вісь її проходить у північно-західному на-

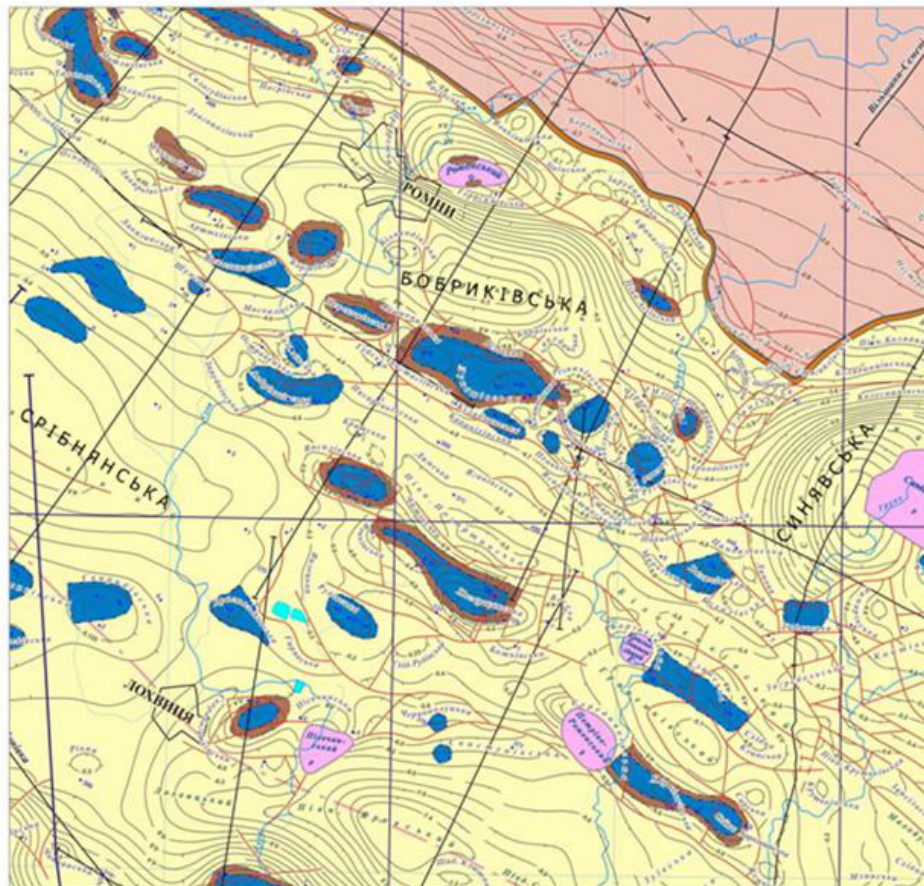


Рис. 1. Оглядова частина структурно-тектонічної карти Дніпровсько-Донецької западини. Масштаб 1:200 000  
 Fig. 1. Overview section of the structural-tectonic map of Dnieper-Donets Basin. Scale 1:200 000

прямку приблизно по лінії південна околиця м. Ромни – с. Перехрестівка [4].

Депресія чітко проявляється у потужностях відкладів нижнього карбону (між відбивними горизонтами  $V_{б2}-V_{п3}$ ), проте у більш положистій формі, ніж сучасна структура по нижньому карбону. Найбільший приріст амплітуди Бобриківської малої депресії припадає на пізній палеозой та мезозой [4].

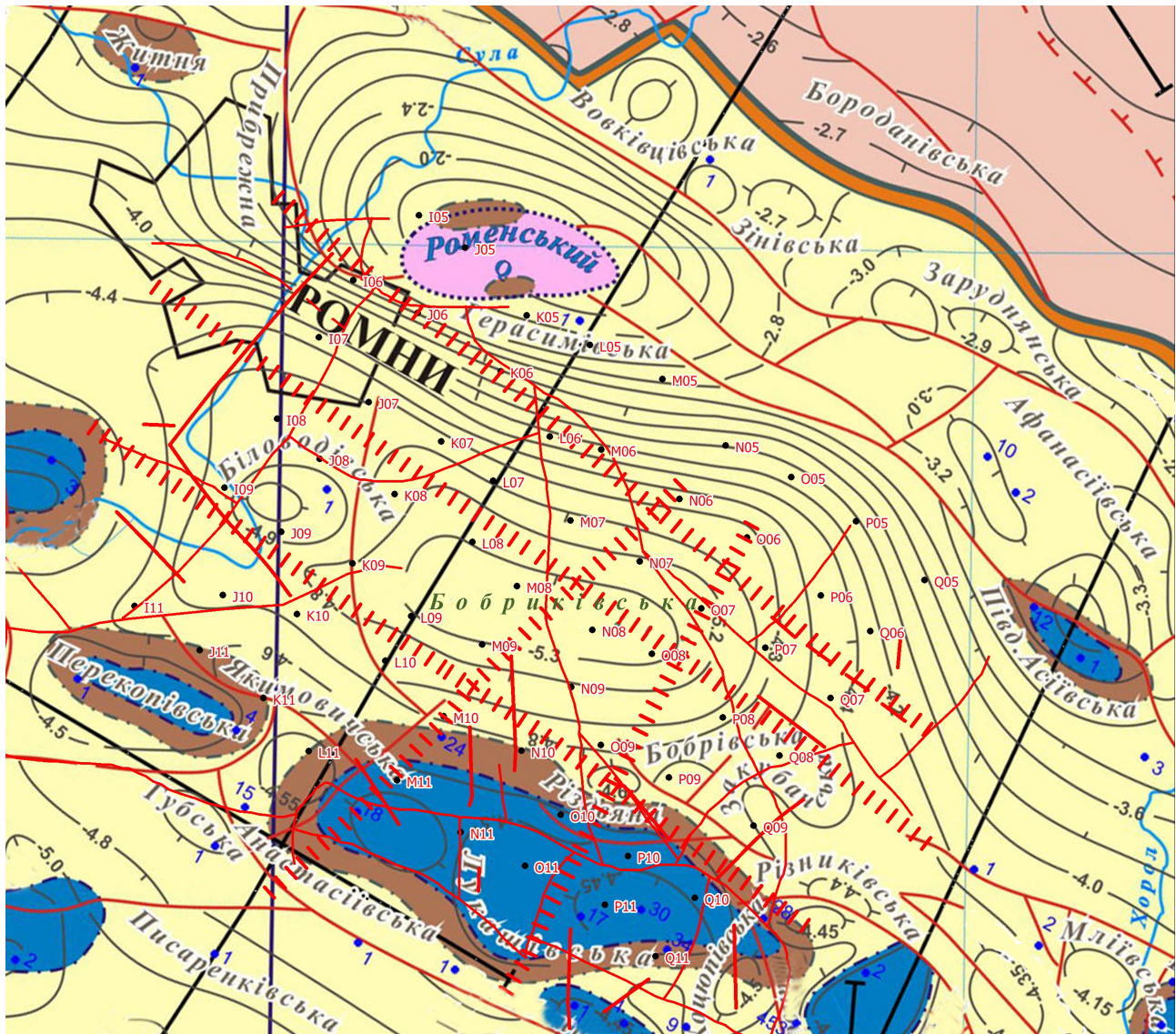
У ранньому карбоні в межах східної частини депресії виділено три локальні палеопідняття (оконтурюють ізопахіти 850, 650 і 500 м) та палеомульду. Протяжність мульди понад 25 км, ширина близько 10 км. Амплітуда прогину по берекських відкладах наближається до 200 м, по сеноманських – до 650 м [4]. Бобриківська мульда належить до компенсаційних прогинів, які утворюються за відтоку солі до соляного штоку.

В осовій частині депресії також простежується палеопідняття за потужностями девонських відкладів [4].

У межах Бобриківської депресії виділено вісім великих різноспрямованих лінеamentних зон і три кільцеві структури. Останні збігаються з центральною та північною частинами депресії.

**Методика досліджень.** У межах вищеописаної перспективної площі була застосована методика СТАГГТ – оригінальна, маловитратна та експресна технологія, яка методологічно й інформаційно ґрунтується на системному аналізі геологічних передумов, зокрема сприятливих структурно-тектонічних, літолого-стратиграфічних, атмогеохімічних й термометричних ознак і критеріїв нафтогазоносності.

В основу СТАГГД покладено науково-методичні розробки з удосконалення та впровадження в практику комплексної методики прогнозування вуглеводневих покладів [1–3]. Вона полягає у визначенні територіального розміщення зон, які активно впливають на умови формування та зберігання покладів ВВ, що дає змогу виявити місця активізації сучасних геодинамічних процесів, формування зон тріщинуватості та розущільнення гірських порід, шляхи міграції до земної поверхні різних за складом і походженням флюїдів, у тому числі тих, що є індикаторами покладів ВВ. СТАГГТ переважно базується на головних вимогах щодо максимальної інформативності отриманих даних. За цих обставин основну увагу при виконанні досліджень приділяли вирішенню таких основних завдань:



Лінійні аномалії аерофотозображення  
 Розривні порушення осадового чохла  
 Розривні порушення за даними сейсмозвідки

Лінійні та дугові аномалії космофотозображення  
 Розривні порушення кристалічного фундаменту  
 Пункт спостереження

Рис. 2. Структурна позиція Бобріківської западин з винесеними точками відбору проб  
 Fig. 2. Structural position of the Bobrikivska depression with plotted sampling points

1) визначення геоструктурної позиції площі дослідження на підставі аналізу розломно-блокової тектоніки та дешифрування аеро- і космофотознімків;

2) установлення характеру показників нафтогазоносності, що, з одного боку, визначають шляхи міграції ВВ і цим створюють умови для пошуків та оконтурювання їх покладів, з іншого – дають змогу оцінити сучасну герметичність потенційних пасток ВВ, необхідну для їх накопичення та збереження, на основі картування зон сучасної геодинамічної активності.

СТАГПТ на досліджуваній території передбачала виконання комплексу польових і лабораторних досліджень за такою схемою (рис. 3): геоструктурні дослідження, структурно-неотектонічне дешифру-

вання аеро- і космофотознімків, польові термометричні, геохімічні (за вільними ВВ) та емансійні дослідження, вивчення гідрологічної мережі району, обробка отриманих експериментальних даних і побудова картографічного матеріалу. В результаті польових робіт було відібрано газоемансійні проби на 62 пунктах спостереження.

Геоструктурні дослідження ґрунтувалися на аналізі існуючої геологічної та геофізичної інформації і мали на меті аналіз розломно-блокової тектоніки з урахуванням геодинамічних й морфокінематичних характеристик розломів і форм їх відображення у фундаменті та чохла. Структурно-неотектонічне дешифрування (рис. 4) космо- та аерофотознімків було виконано для виявлення неотектонічно активних порушень на основі їх закономірного

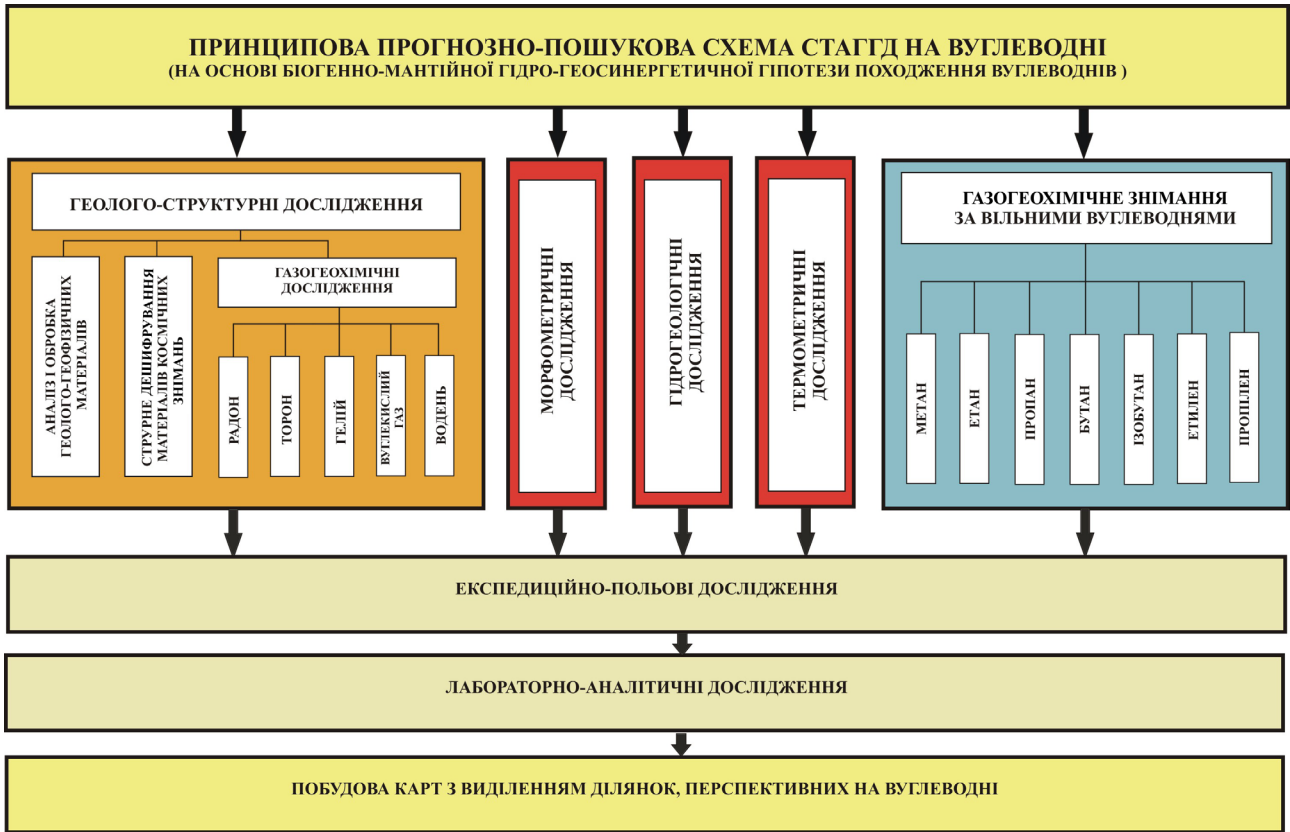


Рис. 3. Принципова прогнозно-пошукова схема СТАГГД на вуглеводні  
Fig. 3. Schematic forecasting and search STANGR scheme for hydrocarbons



Рис. 4. Структурно-неотектонічне дешифрування району досліджень  
Fig. 4. Structural-neotectonic interpretation of the research area

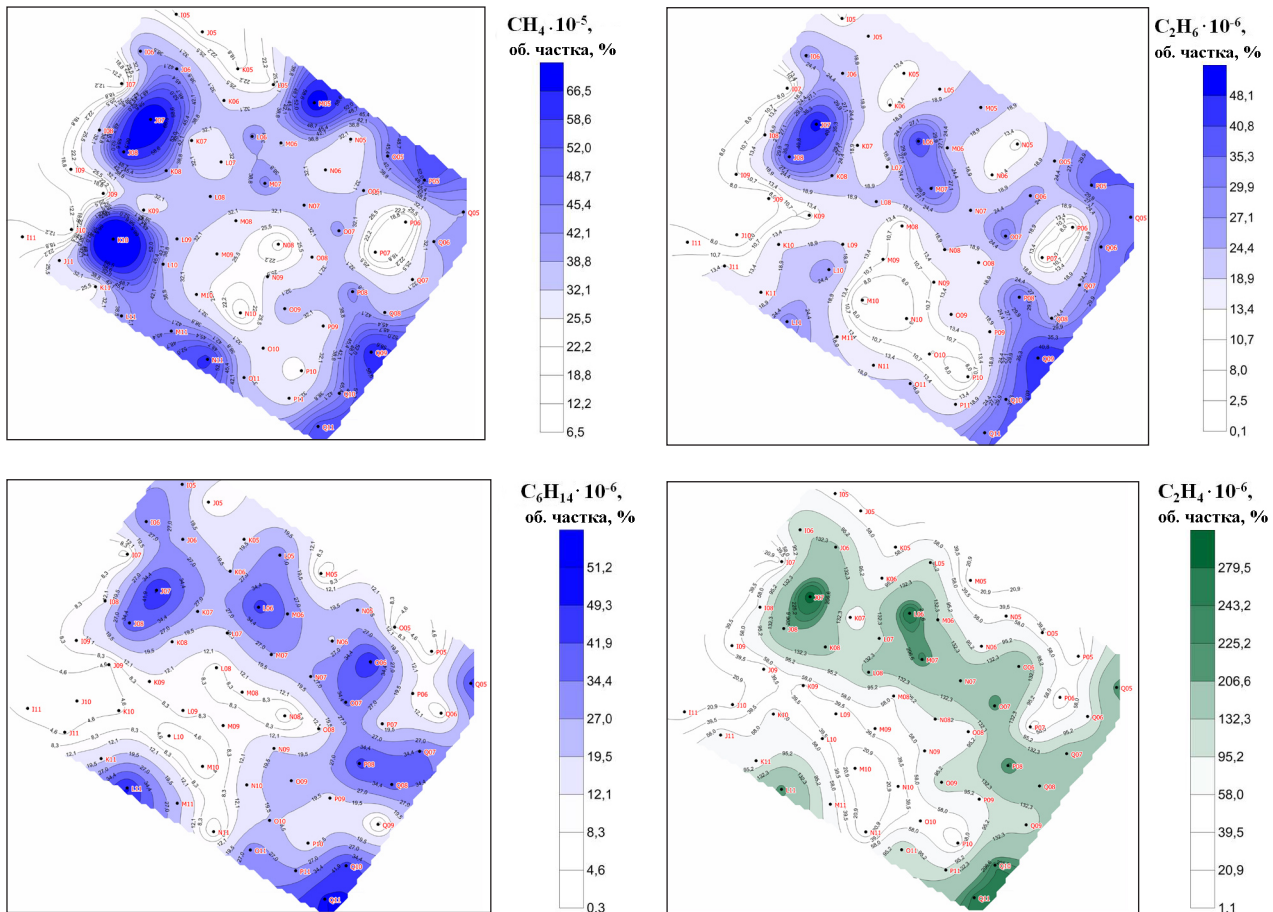


Рис. 5. Карти розподілу геохімічних полів за метаном та його гомологами  
 Fig. 5. Geochemical fields distribution maps for methane and its homologues

зв'язку з певними типами сучасних структур і формами рельєфу за допомогою структурного аналізу ландшафтно-геоморфологічних особливостей сучасної поверхні Землі. Геоструктурна інформація була вихідною при виборі оптимальної мережі станцій інструментальних польових робіт, що включали атмогеохімічні, термометричні та еманційні дослідження.

Теоретичною основою геохімічних пошуків родовищ ВВ були уявлення про дифузійно-фільтраційне масоперенесення вуглеводневих газів (і низькомолекулярних рідких ВВ) із нафтогазових покладів у перекривні осадові породи [6]. Під час пошукових робіт газометричне знімання виконували з метою виявлення аномалій концентрацій метану та його гомологів, а також алкенів (рис. 5).

Майже одночасно проводили гідрометричні спостереження на р. Сула. Вивчали витрати річок на деяких опорних пунктах, а також положення гідромережі щодо нафтогазоперспективних об'єктів.

За просторовим розміщенням та інтенсивністю аномалій було оцінено загальну перспективність території досліджень. Еманційні та воднево-гелієві дослідження (рис. 6) базувалися на уявленнях про зв'язок аномалій радону і торону з розривними порушеннями та надавали інформацію про просторове положення розломних зон підвищеної проникності

[3]. Основу термометричних досліджень (рис. 7) склали уявлення про температурні аномалії як індикатори теплових потоків з місць накопичення ВВ. Були враховані дані щодо особливостей характеру температурних аномалій, які полягали у різному відображенні нафтових і газових покладів у теплових полях: газовим покладам відповідають позитивні температурні аномалії, тоді як нафтовим – найнижчі значення теплового потоку [7].

Обробка та інтерпретація даних польових досліджень передбачали аналіз просторового розміщення та зіставлення аномалій показників СТАГГД на основі ГІС-технологій та методів математико-статистичного аналізу.

**Аналіз показників нафтогазоносності на Бобріківській площі.** З метою встановлення основних закономірностей та проявів нафтогазоносності зареєстрованих вуглеводневих, еманційних і температурних показників було задіяно методи математико-статистичного аналізу та обробки даних.

За результатами аналізу співвідношення концентрацій вуглеводневих газів (рис. 8) було встановлено таке. Максимальні концентрації (42%) серед вуглеводневих газів належать метану, друге місце займає пентан (20%), третє – етилен (13%). Усі гази, крім вищеназаних, не переходять межу у 6%.

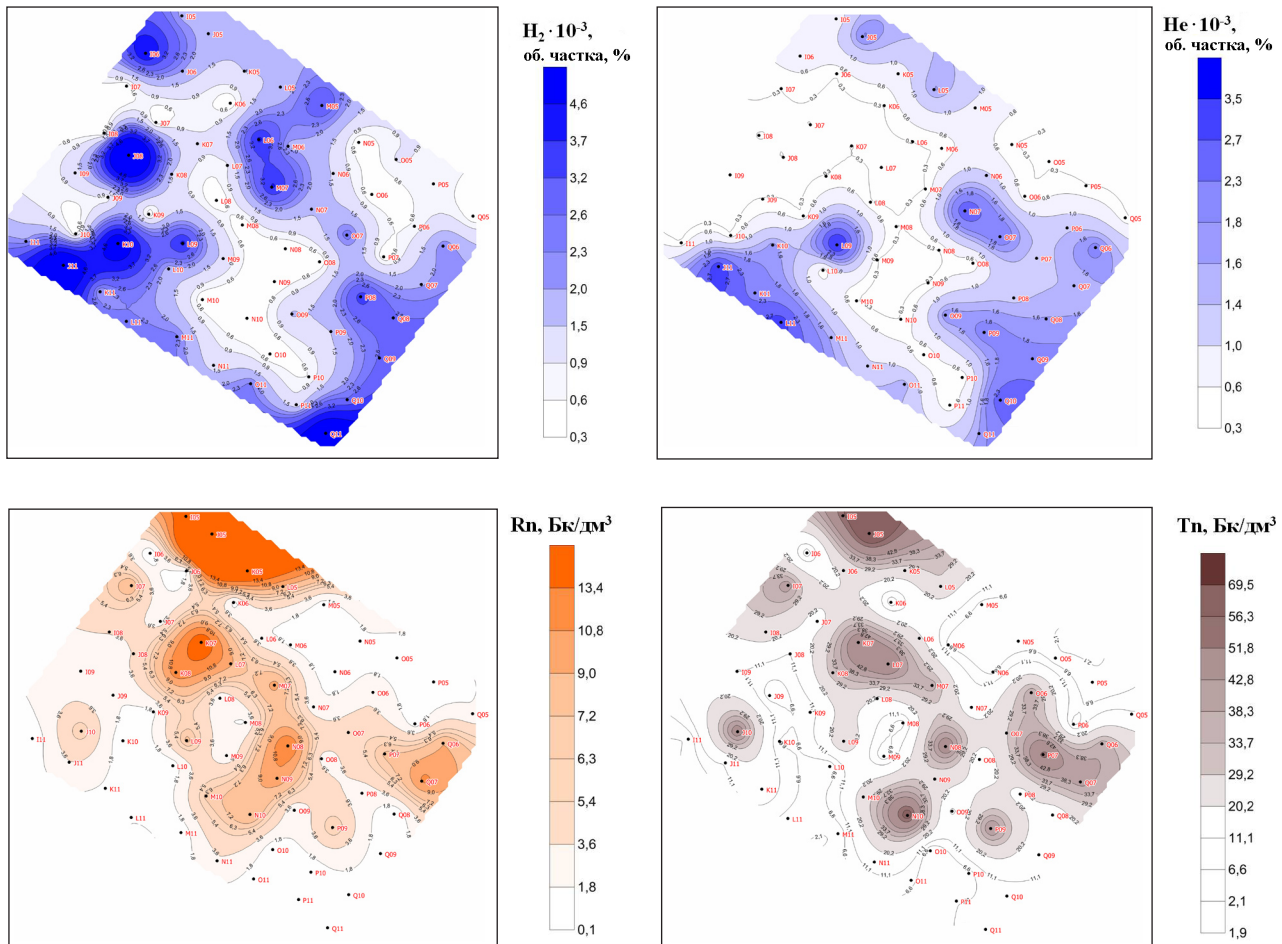


Рис. 6. Карта розподілу еманційних полів газів  
 Fig. 6. Map of distribution of emanation fields of gas

**Матриця коефіцієнтів парної кореляції Пірсона газових компонентів на Бобринецькій площі**  
**Matrix of Pearson's pair correlation coefficients of gas components at Bobrikyvska area**

|                                 | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>6</sub> | iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> | H <sub>2</sub> | Rn    | Tn    |
|---------------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|----------------|-------|-------|
| CH <sub>4</sub>                 | 1,00            | 0,65                          | 0,44                          | 0,60                          | 0,53                            | 0,44                            | 0,42                          | 0,38                            | 0,35                            | 0,33                           | 0,50           | -0,28 | -0,35 |
| C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>   | 0,65            | 1,00                          | 0,84                          | 0,96                          | 0,77                            | 0,80                            | 0,82                          | 0,76                            | 0,74                            | 0,71                           | 0,35           | -0,09 | -0,11 |
| C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>   | 0,44            | 0,84                          | 1,00                          | 0,83                          | 0,87                            | 0,94                            | 0,98                          | 0,94                            | 0,93                            | 0,91                           | 0,23           | -0,12 | -0,04 |
| C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>   | 0,60            | 0,96                          | 0,83                          | 1,00                          | 0,77                            | 0,79                            | 0,81                          | 0,74                            | 0,74                            | 0,73                           | 0,36           | -0,10 | -0,14 |
| iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,53            | 0,77                          | 0,87                          | 0,77                          | 1,00                            | 0,96                            | 0,90                          | 0,91                            | 0,90                            | 0,86                           | 0,32           | -0,12 | -0,11 |
| nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 0,44            | 0,80                          | 0,94                          | 0,79                          | 0,96                            | 1,00                            | 0,97                          | 0,99                            | 0,97                            | 0,95                           | 0,18           | -0,09 | -0,07 |
| C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>   | 0,42            | 0,82                          | 0,98                          | 0,81                          | 0,90                            | 0,97                            | 1,00                          | 0,97                            | 0,96                            | 0,95                           | 0,18           | -0,10 | -0,05 |
| iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,38            | 0,76                          | 0,94                          | 0,74                          | 0,91                            | 0,99                            | 0,97                          | 1,00                            | 0,98                            | 0,96                           | 0,09           | -0,10 | -0,07 |
| nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 0,35            | 0,74                          | 0,93                          | 0,74                          | 0,90                            | 0,97                            | 0,96                          | 0,98                            | 1,00                            | 0,96                           | 0,10           | -0,11 | -0,08 |
| C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>  | 0,33            | 0,71                          | 0,91                          | 0,73                          | 0,86                            | 0,95                            | 0,95                          | 0,96                            | 0,96                            | 1,00                           | 0,09           | -0,11 | -0,05 |
| H <sub>2</sub>                  | 0,50            | 0,35                          | 0,23                          | 0,36                          | 0,32                            | 0,18                            | 0,18                          | 0,09                            | 0,10                            | 0,09                           | 1,00           | -0,07 | -0,18 |
| Rn                              | -0,28           | -0,09                         | -0,12                         | -0,10                         | -0,12                           | -0,09                           | -0,10                         | -0,10                           | -0,11                           | -0,11                          | -0,07          | 1,00  | 0,70  |
| Tn                              | -0,35           | -0,11                         | -0,04                         | -0,14                         | -0,11                           | -0,07                           | -0,05                         | -0,07                           | -0,08                           | -0,05                          | -0,18          | 0,70  | 1,00  |

Примітка. Червоним виділено компоненти з високим кореляційним зв'язком, оранжевим – із середнім, зеленим – зі зворотним середнім. Допустимий рівень похибки 5 %.

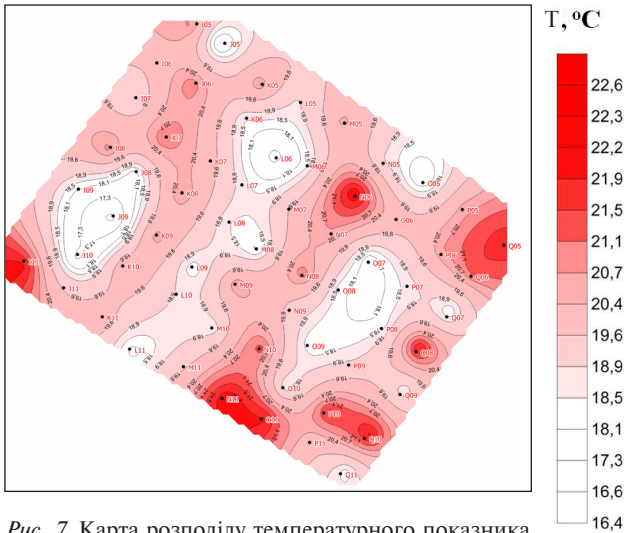


Рис. 7. Карта розподілу температурного показника  
Fig. 7. Temperature distribution map

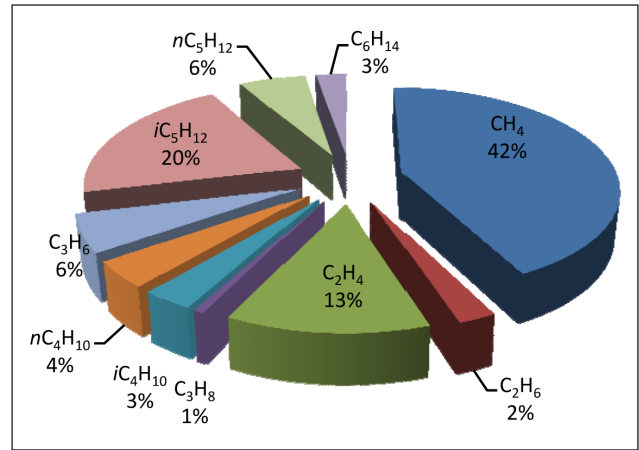


Рис. 8. Співвідношення концентрацій вуглеводневих газів на Бобріківській площі

Fig. 8. The ratio of hydrocarbon gas concentrations at Bobrikivska area

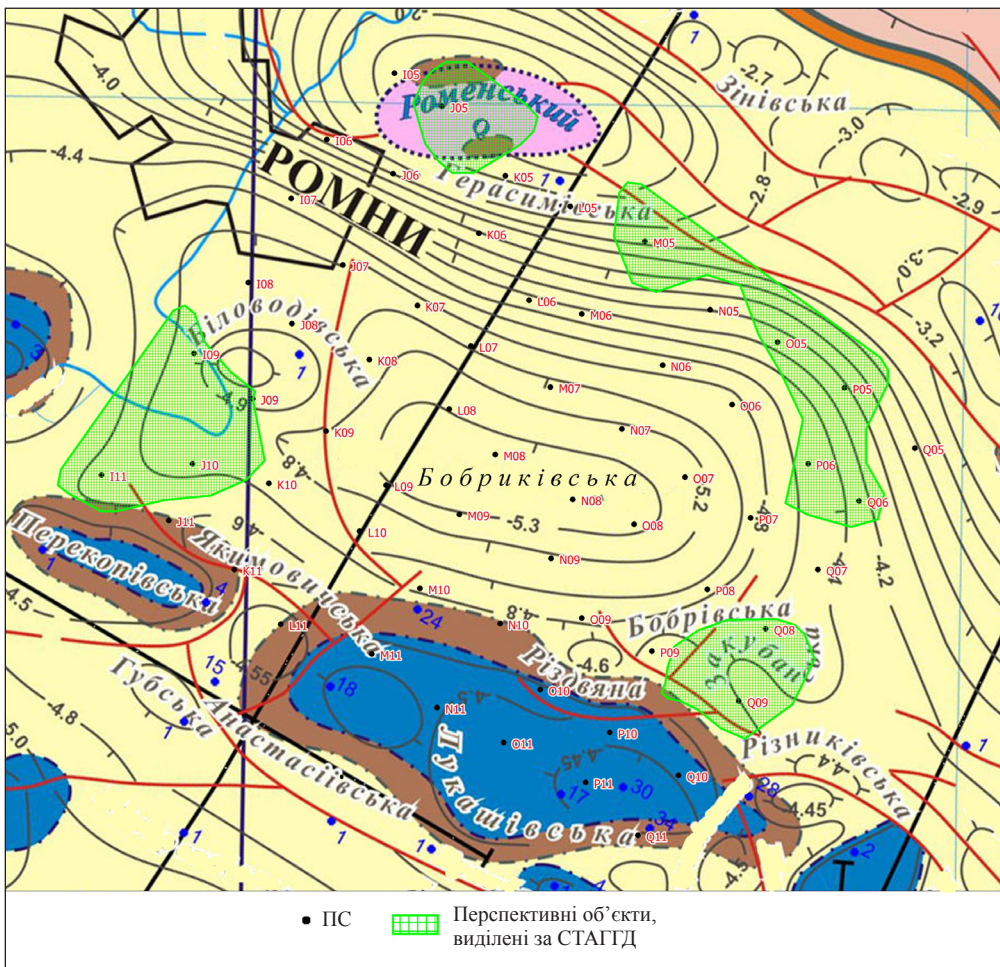


Рис. 9. Перспективні на вуглеводні ділянки Бобріківської площі

Fig. 9. Promising sites for hydrocarbons at Bobrikivska area

Для встановлення особливостей наявності та особливостей взаємозалежності між вуглеводневими і неуглеводневими та еманційними газовими показниками був реалізований кореляційний аналіз Пірсона (див. таблицю). За результатами кореляційного аналізу виявлено значущу лінійну кореляційну залежність між вуглеводневими газами та обернену

кореляційну залежність між вуглеводневими газами з радоном і тороном.

За результатами кореляційного аналізу виділено декілька типів зв'язків між різними компонентами:

— максимально сильні лінійні зв'язки між алканами та бутаном, ізобутаном, пентаном, ізопентаном і гексаном (коефіцієнт кореляції Пірсона понад 0,9);

- сильні лінійні зв'язки між алканами вище етану та алканами;
- середні за рівнем значущості зв'язки між метаном та іншими вуглеводнями;
- середні та слабкі лінійні зв'язки між воднем і деякими вуглеводневими газами;
- сильні лінійні зв'язки між радоном і тороном;
- слабкі зв'язки між радоном і тороном з метаном.

Аномалії суми ВВ облямовують придонні ділянки бортів Бобріківської западини та характеризуються високими показниками контрастності. Аномалії метану доповнюють загальну картину прояву аномального поля важких ВВ і разом з ним строюють ряд аномалій типу хало-ефект, що облямовують північний борт, західне локальне підняття та південні структури в межах Бобріківської западини та суміжних територій, їх контрастність варіює. Гелій та водень частково доповнюють загальну картину аномального поля прояву вуглеводневих показників, що вказує на наявність зон глибинного підтоку флюїдів з надр до поверхні та зон підвищеної флюїдопроникності в межах досліджених територій.

Аномалії торону є поточковими та в основному збігаються із осями регіональних розломів і космолінементів, і здебільшого трапляються у місцях, близьких до зон прояву аномалій вуглеводневих газів.

Різні за інтенсивністю та характером прояву аномальне температурне поле свідчить про наявність як газових, так і нафтових покладів, що підтверджує значну диференціацію між концентраціями метану та інших алканів у аномальних проявах.

За аналізом картографічних матеріалів інформативних показників було здійснено прогноз нафтогазоперспективності дослідженої території (рис. 9).

**Висновки.** Встановлено перспективи пошуку покладів ВВ у межах бортів і забортових зон Бобріківської западини. У межах північного борту передбачається наявність неантиклінальних пасток вуглеводнів. Можливі багатощаровість і вуглеводнева диференціація розрізу. Забортові ділянки можуть утворювати протяжні вуглеводневі родовища, про що свідчить характер аномального поля інформативних показників нафтогазоносності на півдні території, де відкрито Перекопівське нафтогазоконденсатне родовище.

Результати досліджень підтверджують високу перспективність Бобріківської западини і можуть бути застосовані як еталонні для вивчення інших депресій ДДЗ.

#### Список бібліографічних посилань

1. Багрий И.Д. Новые технологии прогноза месторождений нефти, газа, подземных вод. К.: Логос, 2012. 55 с.
2. Багрий И.Д. Разработка геолого-структурно-термоатмогеохимической технологии прогнозирования поисков полезных ископаемых та оцінки геоекологічного стану довкілля. К.: Логос, 2013. 510 с.
3. Багрий И.Д. Прогнозирование разломных зон повышенной проницаемости горных пород для решения геологических та поисковых задач. К.: ТОВ "Видавничий дім Дмитра Бураго", 2003. 150 с.
4. Государственная геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Днепро-Донецкая. Лист М-36-ХVII. Объяснительная записка. К., 1973. 85 с.
5. История и достоверность прогнозов нефтегазоносности Днепро-Донецкой впадины (гносеологический анализ). К.: УкрГГРИ, 2001. 380 с.
6. Соколов В.А. Геохимия природных газов. М.: Недра, 1971. 333 с.
7. Чекалюк Э.Б., Федорцов И.М., Осадчий В.Г. Полевая геотермическая съемка. К.: Наукова думка, 1974. 103 с.

*Надійшла до редакції 18.04.2017 р.*

## СТРУКТУРНО-ТЕРМОАТМОГИДРОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРРИТОРИИ БОБРИКОВСКОЙ ВПАДИНЫ

*И.Д. Багрий<sup>1</sup>, Ю.К. Гордеева<sup>1,2</sup>, В.А. Глонец<sup>1</sup>, А.П. Кулиш<sup>1,2</sup>, К.Н. Стародубец<sup>1</sup>*

*<sup>1</sup>Институт геологических наук НАН Украины, ул. О.Гончара 55-б, г. Киев, 01054, Украина, e-mail: bagrid@ukr.net, u\_gordeeva@mail.ru, vitaliyglon@gmail.com, kulish.andrii@gmail.com, starodubets.kirill@ukr.net*

*<sup>2</sup>УНИ "Институт геологии" Киевского национального университета имени Тараса Шевченко, ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина*

Проанализированы результаты комплексных структурно-термоатмогидролого-геохимических исследований (СТАГГИ), проведенных на территории Бобріковской впадины (север Днепро-Донецкой впадины). Проблема поисков и разведки перспективных участков на добычу углеводородов особенно актуальна с переходом нефтегазовой промышленности Украины на освоение небольших по размерам месторождений. С использованием нового комплекса СТАГГИ впервые всесторонне исследованы и закартированы перспективные на поиски углеводородов участки Бобріковской впадины. Проведено сопоставление геолого-геофизических материалов с результатами аэрокосмического дешифрирования территории, получены карты распределения температурного показателя, радона, торона, гелия, водорода, углекислого газа, метана и его гомологов. Установлено, что полученные атмогеохимические показатели соответствуют геологическому строению района исследований. Выделены участки, перспективные на поиски углеводородного сырья.

**Ключевые слова:** Бобріковская впадина, перспективы нефтегазоносности, показатели нефтегазоносности, аномалии.



## STRUCTURAL GEOTHERMAL ATMO-HYDROLOGICAL-GEOCHEMICAL STUDIES OF THE TERRITORY OF THE BOBRIKIVSKA DEPRESSION

I.D. Bagriy<sup>1</sup>, Yu.K. Gordieieva<sup>1,2</sup>, V.A. Glon<sup>1</sup>, A.P. Kulish<sup>1,2</sup>, K.M. Starodubets<sup>1</sup>

<sup>1</sup>*Institute of Geological Sciences, NAS of Ukraine, 55b, Honchar Str., Kyiv, 01054, Ukraine, e-mail: bagrid@ukr.net, u\_gordeeva@mail.ru, vitaliyglon@gmail.com, kulish.andrii@gmail.com, starodubets.kirill@ukr.net*

<sup>2</sup>*Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv, 90, Vasylykivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine*

**Purpose.** The aim of the study was to carry out a comprehensive study and mapping of promising sites in search of hydrocarbons on the territory of the Bobrikivska depression by applying STAHR technology. The main objectives of the work were the following: to construct conceptually new graphs based on the data obtained, to compare them with the available geological and geophysical data, and to identify promising areas for further searching for hydrocarbons.

**Design/methodology/approach.** The study is based on a comprehensive technology of structural and thermo-atmo-hydrological and geochemical research (STAHR), which consists of the following structural and functional units: thermo-atmo-geochemical field studies including geothermic, radiometric studies and a soil vapor survey (for free hydrocarbons - methane, ethane, propane, butane, isobutane, ethylene, propylene, and also radon, thoron, helium, hydrogen, carbon dioxide). The purpose of this survey is to identify anomalies of hydrocarbons migrating from deposits of oil, gas and gas condensate. The main target of applying geochemical techniques on the land is the subsoil at the depth of 100-120 cm. The mapping feature is a spatial combination of background values of atmo-geochemical indicators and positive temperature anomalies delineated by gas and emanation maxima.

**Findings.** This was the first attempt ever to carry out a comprehensive study and mapping of promising sites in search of hydrocarbons within the Bobrikivska depression. We have conducted a comparison of available geological and geophysical data with the results of satellite image interpretation; we have constructed radon, thoron, helium, hydrogen, carbon dioxide, methane, and its homologues and temperature distribution maps. We have made a comparison of the obtained atmo-geochemical parameters with the geological structure of the studied area, which results in a better understanding of the geological structure and geodynamic processes of the territory under investigation.

**Practical value/implications.** We have defined the prospects of searching for hydrocarbon deposits within the edges and near edge zones of the Bobrikivska depression. It is estimated that there are a non-anticlinal hydrocarbon traps within the northern edge. The results of the investigation confirm the high potential of the Bobrikivska depression and can be used as reference in studying other depressions of the Dnieper-Donets Basin.

**Keywords:** the Bobrikivska depression, petroleum prospects, oil and gas potential indicators, anomalies.

### References:

1. Bagriy I.D. New technologies of forecast for oil, gas, groundwater. Kiev, Logos, 2012, 55 p. [in Russian].
2. Bagriy I.D. Development of geological-structural-thermal-atmogeochemical technology of forecasting of search of minerals and assessment of geoeological environmental state. Kyiv, Logos, 2013, 512 p. [in Ukrainian].
3. Bagriy I.D. Prediction of fracture zones of high permeability of rocks to solve search and geoeological problems. Kiev: LLC Dmytro Burago Publishing House, 2003, 149 p. [in Ukrainian].
4. State geological map of the USSR, scale 1: 200 000 (a series of Dnieper-Donetsk). Sheet M-36-XVII. Explanatory note. Kiev, 1973, 85 p. [in Russian].
5. History and reliability of forecasts of oil and gas content of the Dnieper-Donets basin (gnoseological analysis). Kiev, UkrGGRI, 2001, 380 p. [in Russian].
6. Sokolov V.A. Geochemistry of natural gases. Moscow: Nedra, 1971, 333 p. [in Russian].
7. Chekalyuk E.B., Fedortsov I.M., Osadchiy V.G. Field geothermal survey. Kiev, Naukova Dumka, 1974, 103 p. [in Russian].

*Received 18/04/2017*