

УДК 551.24:553.98 (477)

Олександр Леонідович Василенко,

к. геол. н., доцент, ст. наук. співробітник відділу газових ресурсів

Українського науково-дослідного інституту природних газів,

Гімназійна наб., 20, м. Харків, 61010, Україна,

e-mail: vasilenko.alexandr@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4054-6588>

ГЕОФІЗИЧНА МОДЕЛЬ НАФТОГАЗОНОСНОСТІ ЗОН РОЗУЩІЛЬНЕННЯ ФУНДАМЕНТУ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Розвиток концепції глобальної дегазації Землі може привести до кардинальному перегляду усталених думок щодо прогнозування та пошуку нафтогазових родовищ у фундаменті. Попередній аналіз наявної геолого-геофізичної інформації дозволяє виявити зв'язок між наявністю певних геолого-тектонічних, морфологічних та інших ознак глобальної дегазації зі ступенем ймовірності заповнення цих родовищ вуглеводнями. З огляду на те, що заповнення відбувається по зонах тектонічної активізації, акумуляторами (пастками) вуглеводнів можуть бути зони розущільнення фундаменту. На відміну від класичної картини наявності колектору вуглеводнів у склепіннях антиклиналей осадового чохла, зона розущільнення може знаходитися в будь-якій частині структурного блоку фундаменту і, практично, не залежить від речовинного складу. Тому, першим етапом виділення зон розущільнення є проведення гравіметричних і магнітних зйомок із застосуванням різних методик інтерпретації математичної моделі картини хвильового поля з метою визначення джерел його аномалій. Показано, що структура фундаменту в хвильовому полі фіксується на всіх картах залишкових аномалій, а зона розущільнення - тільки на одній. У цьому випадку вона збігається з зоною трансформації осереднення у вигляді мінімуму повного нормованого градієнту, облямованого з обох боків максимумами, що і вказує на можливу наявність колектору вуглеводнів. Результатом цих досліджень є сейсмічний рисунок хвильового поля декомпресійних зон фундаменту. Проаналізовано та узагальнено методику щодо виявлення зон розущільнення та складено геофізичну модель хвильових полів реальних родовищ вуглеводнів в фундаменті, як структур-полігонів. На основі отриманих результатів в якості об'єкта досліджень зон розущільнення проаналізовано Розсошенську антиклинальну структура північного борту ДДЗ.

Ключові слова: флюїди, фундамент, пастка, зона розущільнення, хвильове поле, аномалія, геофізична модель, сейсмічний рисунок, родовище.

А. Л. Василенко. ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОН РАЗУПЛОТНЕНИЯ ФУНДАМЕНТА ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ. Развитие концепции глобальной дегазации Земли может привести к кардинальному пересмотру устоявшихся мнений по прогнозированию и поискам нефтегазовых месторождений в фундаменте. Предварительный анализ имеющейся геолого-геофизической информации позволяет выявить связь между наличием определенных геолого-тектонических, морфологических и других признаков глобальной дегазации и степенью вероятности восполнения этих месторождений углеводородами. Учитывая, что восполнение происходит по зонам тектонической активизации, аккумуляторами (ловушками) углеводородов могут быть зоны разуплотнения фундамента. В отличие от классической картины наличия коллектора углеводородов в сводах антиклиналей осадочного чехла, зона разуплотнения может находиться в любой части структурного блока фундамента и, практически, не зависит от вещественного состава. Поэтому, первым этапом выделения зон разуплотнения является проведения гравиметрических и магнитных съемок с применением различных методик по интерпретации математической модели картин волнового поля с целью определения источников его аномалий. Показано, что структура фундамента в волновом поле фиксируется на всех картах остаточных аномалий, а зона разуплотнения – только на одной. В этом случае она совпадает с зоной трансформации осреднения в виде минимума полного нормированного градиента, обрамленного по краям максимумами, что и указывает на возможное наличие коллектора углеводородов. Результатом этих исследований является сейсмический рисунок волнового поля декомпрессионных зон фундамента. Проанализированы и обобщены методики по выявлению зон разуплотнения и предложена геофизическая модель волновых полей реальных месторождений углеводородов в фундаменте, как структур-полигонов. На основе полученных результатов в качестве объекта исследований зон разуплотнения проанализирована Розсошенская антиклинальная структура северного борта ДДЗ.

Ключевые слова: флюиды, фундамент, ловушка, зона разуплотнения, волновое поле, аномалия, геофизическая модель, сейсмический рисунок, месторождение.

Вступ. В даний час інтерес до фундаменту, як нафтогазопромислового об'єкту досліджень, значно зростає [1, 2].

Це пов'язано як з відкриттям промислових скупчень вуглеводнів у фундаменті, так і з виснаженням старих родовищ в осадових породах чохла. Варто відзначити, що в останні роки отримано дані з вертикальної розшаруватості різновікового кристалічного фундаменту платформних областей і існуванню в ньому великих зон розущільнення (ЗР), тріщинуватості і існування тут активних флюїдних систем, до складу яких входять вуглеводні (ВВ) [3]. Нова концепція глобальної дегазації Землі може привести до ка-

рдинального перегляду усталених думок щодо відкриття нафтогазових родовищ у фундаменті [4, 5, 6, 7]. Виходячи з цієї концепції, родовища нафти і газу зон розущільнення фундаменту слід розглядати як "довгограючі" родовища (long-playing fields) декомпресійних зон, але не за кількістю запасів вуглеводнів, а за специфікою їх генезису і постійного поповнення, що значно збільшує термін експлуатації.

Промислову нафтогазоносність фундаменту на сьогоднішній день достовірно встановлено. Родовища вуглеводнів в кристалічних породах відкриті і розробляються на всіх континентах. В даний час відомо більше 450 промислових пок-

ладів нафти, газу та конденсату в фундаменті нафтогазоносних басейнів.

З'явився ряд наукових статей, присвячених складу, віку, будові і нафтогазоносності фундаменту. Серед робіт загального плану треба згадати ґрунтовні публікації Р. Г. Гарецького, А. Е. Шлезінгера, А. Л. Яншина [8], В. Б. Порфір'єва і В. П. Клочка [9], В. А. Краюшкіна [10], А. І. Левтавіна [11], В. Л. Шустера [12, 13], Т. Конинга (Т. Koning) [41, 42, 43] та ін.

Крім того, опубліковано багато робіт, що стосуються складу і нафтогазоносності фундаменту конкретних територій, з яких треба відзначити унікальне родовище Білий Тигр на континентальному шельфі півдня В'єтнаму [14].

Родовище Білий Тигр і ряд інших (Дракон, Чорний Лев) відкриті у Кіулонзькій западині шельфу Південно-Китайського моря. У 1986 році отримано промисловий приплив нафти із мезозойського кристалічного фундаменту. Поклади нафти зосереджені в кавернозно-тріщинуватих, розущільнених резервуарах гранітного масиву і пов'язані з виступами кристалічного фундаменту, ускладненими тектонічними дислокаціями. Нафтогазоносність підтверджена до глибини 4350 м. Дебіт свердловин перевищує 1000 т/добу. Нафта включає 157-211 м³/т газу [15, 16, 17].

Звертає на себе увагу той факт, що поклади найбільших в світі родовищ ВВ в фундаменті приурочені до гранітоїдних порід, вірніше до зон розущільнення цих порід, включаючи кору вивітрювання.

Гранітоїди виявлені в фундаментах всіх платформ, які вони і утворюють спільно з іншими породами, а в деяких областях вони майже цілком складають фундамент.

Аналіз матеріалів більш ніж 100 родовищ ВВ в фундаменті включно з гранітоїдами та їх корами вивітрювання показав, що них приурочено 39,5 % покладів. У метаморфічних порід їх 29 %, у карбонатних порід їх 14 % а у вулканогенних – 12,5 % [18]. Якщо врахувати обсяг покладів, то вийде, що до гранітоїдів приурочено більш ³/₄ запасів ВВ в фундаменті [19]. При цьому поклади в гранітоїдах часто мають велику площу і висоту. Так, родовище Хиогтон-Панхедл має площу 60 × 100 км, а на родовищі Білий Тигр товщина поверху нафтоносності перевищує 1,5 км. З огляду на це, гранітоїди є найбільш вірогідною групою порід у фундаменті, які можуть містити великі скупчення нафти і газу. Таким чином, породи фундаменту є об'єктом для специфічного нетрадиційного пошуку і розвідки покладів вуглеводнів.

Не є винятком і структурно-тектонічна будова Північного борту Дніпровсько-Донецького авлакогену (ДДА), в межах якого встановлена

промислова нафтогазоносність архейско-нижньо-протерозойського кристалічного фундаменту (КФ) [20, 21, 22, 23, 24]. Тут відкрито понад 30 родовищ з покладами в нижній частині редукованого осадового чохла. Однак і тут ефективність глибокого буріння на нафту і газ в КФ є невеликою. Для свердловин, що розкрили фундамент загальний коефіцієнт успішності пошуку ВВ не перевищує 0,15, для осадового комплексу Дніпровсько-Донецької западини він становить 0,33, а для окремих районів (зокрема, в Харківському районі) досягає 0,5. Тут промислові притоки нафти, газу і конденсату отримані з різних розущільнених кристалічних порід на Хухринському, Юліївському (переважно амфіболіти), Наріжнянському, Скворцівському та ін. (переважно гранітоїди з реліктами зеленокам'яних порід) родовищах [25]. Настільки великою є різниця ефективності пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в породах фундаменту, зазвичай пояснюють відсутністю загальноприйнятих науково обґрунтованих уявлень про генезис нафти і газу (обґрунтуванням пошуково-розвідувальних робіт на нафту і газ в КФ займалися дослідники, серед яких були представники мантіїно-абіогенної концепції і прихильники осадово-міграційної "теорії") [1].

Проте, незважаючи на протилежність в цих концепціях, єдиним об'єднуючим фактором є наявність колектору, не в класичному розумінні, а у зв'язку зі специфічним колектором, пов'язаним з пастками зон розущільнення в фундаменті [26, 27].

Найбільш перспективний шлях такого підходу – вивчення структур-полігонів з промисловими скупченнями ВВ у певного типу породах фундаменту з наявністю зон розущільнення і встановлення характерного сейсмічного рисунку аномалій геофізичних полів з подальшим перенесенням цих закономірностей на досліджуваний об'єкт. Саме таким об'єктом є Розсошенська структура північного борту ДДЗ.

Аналіз попередніх досліджень. Нафтогазоносність в фундаменту визначається, як правило, трьома основними факторами виділення зон розущільнення фундаменту: структурно-тектонічним, речовим і хвильовим. Якщо перший визначається структурним рисунком, а другий – речовим складом, то третій фактор є найбільш складним для інтерпретації хвильового поля і отримання сейсмічного рисунку газозноної ЗРФ. На відміну від класичної картини наявності колектора вуглеводнів в склепіннях антикліналей осадового чохла, зона розущільнення в фундаменті може знаходитися в будь-якій частині його структурного блоку і, практично, не залежить від складу кристалічних порід. Але їх речовинний склад дуже впливає на нафтогазоносність.

Таким чином, під зоною розуцільнення фундаменту слід розуміти певний обсяг внутрішнього простору фундаменту, який повністю або частково втратив свої структурно-текстурні особливості внаслідок геодинамічного впливу і епігенетичного перетворення. Всім цим перетворенням характерні зони підвищеної тріщинуватості і каверзності, тобто втрата щільності та, як наслідок, зміна хвильового поля над цими зонами.

Тому, першим етапом виділення зон розуцільнення є проведення гравіметричних і магнітних зйомок і застосування різних методик по інтерпретації отриманої математичної моделі картини хвильового поля з метою локалізації джерел його аномалій [30]. Прогнозування колекторів в кристалічних утвореннях ґрунтується на характері загасання енергії в тріщиникавернозних породах. А по динамічних параметрах хвильових полів з використанням сейсмічного рисунку передбачаються ділянки з розуцільненою покрівельною частиною фундаменту [24].

Пошуки флюїдних резервуарів в кристалічних породах вимагають застосування більш широких методик проведення геофізичних робіт з метою моделювання структурно-хвильових характеристик зон розуцільнення фундаменту. І якщо їх структурним показником поширення ЗРФ виступає структурний рисунок, то в хвильовій картині як індикатор епіцентру, свого роду "склепіння" цих зон, де як правило фіксуються найвищі показники фільтраційно-ємнісних властивостей, виступає *сейсмічний рисунок*. Застосування моделювання та алгоритмів обчислювальної математики в геофізиці призвело до появи нових ефективних і економічних методик пошуків різних родовищ корисних копалин, в тому числі – нафти і газу. Методику пошуків джерел аномалій на денній поверхні за допомогою розрахунку повного нормованого градієнту (ПНГ) гравітаційного або магнітного поля запропоновано в різних роботах [31, 32]. Зазначений підхід є одним з найбільш перспективних напрямків поширення інтерпретації даних геофізичної аеророзвідки за допомогою фільтраційних процедур. Методика цікава не тільки своєю економічністю, але і незначною (в порівнянні з підходом "залишкових аномалій") апріорною інформацією. В рамках використання рядів Фур'є для потенційних полів, цей метод є варіантом смугового фільтра, налаштованого відповідно до заданої кількості ланок ряду. Сутність його полягає в тому, що повний нормований градієнт В. М. Березкіна (1988) досягає максимальних значень саме в особливих точках потенційного поля, яке розповсюджується з денної поверхні в глибинний напівпростір [33].

Застосування даної методики для випадку магнітного поля дозволяє визначати магнітні вкраплення у приповерхневому шарі порід, які ідентифікують поклад вуглеводнів.

Кількісна реалізація цього підходу ґрунтується на методі "об'єкт – математична модель – кінцево-різницева апроксимація – обчислювальний алгоритм – програма – обчислювальний експеримент – аналіз результатів (побудова системи ізоліній фільтра)" [34, 35], де розглядаються двовимірний і тривимірний випадки. Фактично, це є накладанням звісно-різницевого фільтра повного нормованого градієнту на потенційне (гравітаційне або магнітне) поле.

В процесі вивчення об'єктів структурного типу методом "особливих точок", розроблено методику прямих пошуків нафти за даними гравірозвідки в сприятливих умовах, що базується на способі нормування функцій [31]. На рис. 1 зображені карти ізоліній повного нормованого градієнта над моделями як непродуктивної структури так і нафтогазового родовища. Незважаючи на те, що графіки прискорення сили тяжіння для цих моделей якісно не відрізняються один від одного, результати застосування методу "особливих точок" для них істотно різняться. В однорідній непродуктивній структурі "особлива точка", локалізована способом нормованих функцій, розташовується приблизно в її центрі мас. Для неоднорідної структури, верхня частина якої містить нафту або газ, розуцільнення порід призводить до зміни карти повного нормованого градієнту в вертикальній площині. Між двома максимумами, що характеризують структуру, з'являється мінімум, пов'язаний з зоною тріщинуватості. Зазвичай це явище може бути пов'язане і з неоднорідністю самої структури, що практично повсюдно призводить до ускладнення графіка аномалії сили тяжіння локальним мінімумом. Таким чином, перспективними на виявлення родовищ вуглеводнів можуть бути структури, що відзначалися локальними максимумами прискорення сили тяжіння і проявом розуцільнення в картах повного нормованого градієнта.

На рисунку 2 представлені результати застосування даної методики на нафтогазовому родовищі Жетибай (Казахстан), де при числі гармоніки $N = 30$ в області покладу спостерігається мінімум повного нормованого градієнта, що облямований по краях максимумами. Це вказує на можливу наявність колектора вуглеводнів у вигляді зон розуцільнення, ліворуч від якої знаходиться подібна область, де відкрито нове родовище – Південний Жетибай [33].

Для локалізації зон розуцільнення може бути використано кореляційний метод поділу геофізичних аномалій [36], який є природним уза-

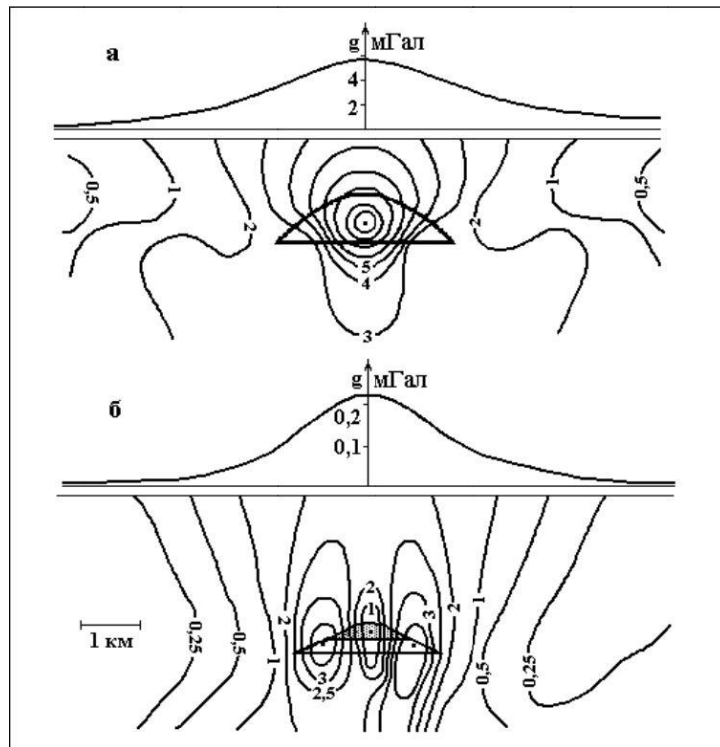


Рис. 1. Аномалії сили тяжіння і карти ізоліній повного нормованого градієнта Δg у вертикальній площині: а – для однорідної непродуктивної структури, б – для структури, верхня частина якої містить розуцільнення за рахунок нафтогазового родовища (за В. М. Березкіним, 1988)

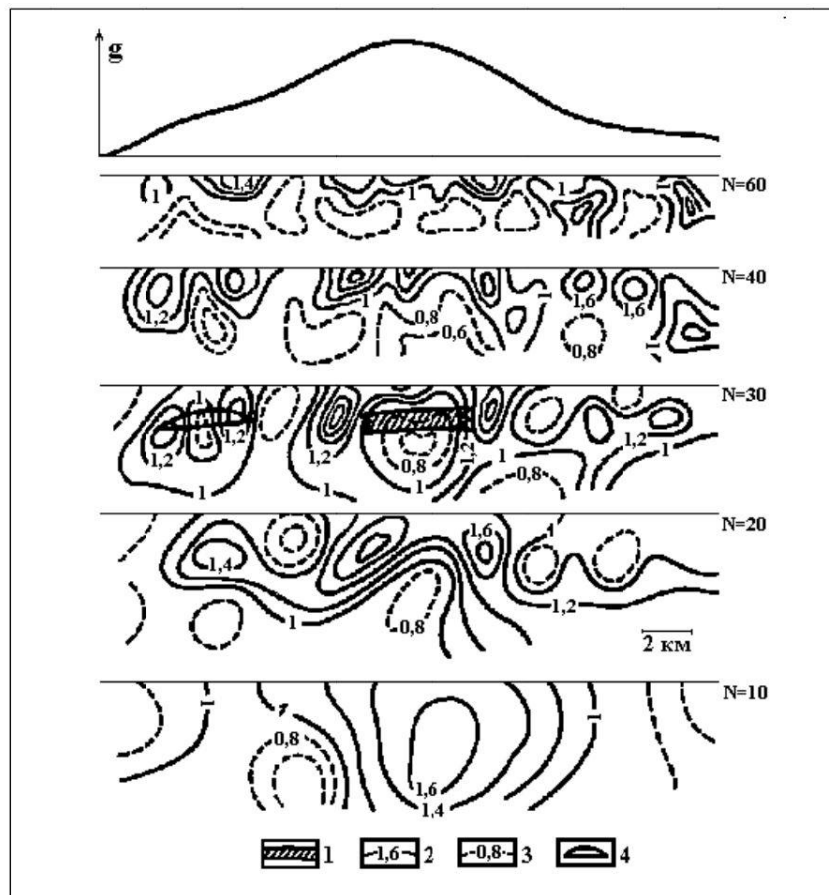


Рис. 2. Результати інтерпретації гравітаційної аномалії методом нормованих функцій Δg на нафтогазовому родовищі Жетибай (за В. М. Березкіним, 1988): 1 – поклад Жетибай; 2 – ізолінії повного нормованого градієнта при $G_n > 1$; 3 – ізолінії повного нормованого градієнта при $G_n < 1$; 4 – поклад Південний Жетибай

гальненням традиційного тренд-аналізу [37]. Аналіз трендів структурних поверхонь, а також відхилень від цих трендів може успішно застосовуватися для оконтурювання перспективних ділянок на нафту і газ [38], що дозволяє виявити єдину локальну структуру за комплексом геолого-геофізичних полів.

Лінії фонових трендів дозволяють провести процес своєрідної фільтрації аномалій геофізичних полів. В результаті на фоні "структурного" фактору можна виділити "неструктурний". Це пов'язано з тим, що оптимальна сумарна регресія полів має зазвичай структурну природу, а наступні регресії повинні містити ту частину поля, яка не "вписується" в структуру і, отже, має "неструктурний" характер у вигляді своєрідних зон розущільнення. Сама ж структура може мати локальні особливості декількох порядків, що розріз-

нюються за горизонтальними розмірами. У багато-вимірному варіанті для пошуку оптимальної регресії зазвичай використовуються обидва геофізичних поля – Δg і T [37].

Грунтуючись на пуассонівських співвідношеннях, що пов'язують гравітаційний і магнітний потенціал, за наявності загальних джерел і подібності у відображенні скупчень УВ в аномаліях Δg і ΔT : над скупченнями ВВ зазвичай фіксуються мінімуми Δg [39], які пояснюються тим, що дефекти щільності в склепіннях зон розущільнення фундаменту обумовлюють зменшення сили тяжіння над покладом (неструктурний фактор) нафти і газу. В якості прикладів успішної локалізації Δg і ΔT аномалій наведено дані з моделювання зон розущільнення по одному з нафтогазоносних районів Західного Сибіру (рис. 3, 4) [40].

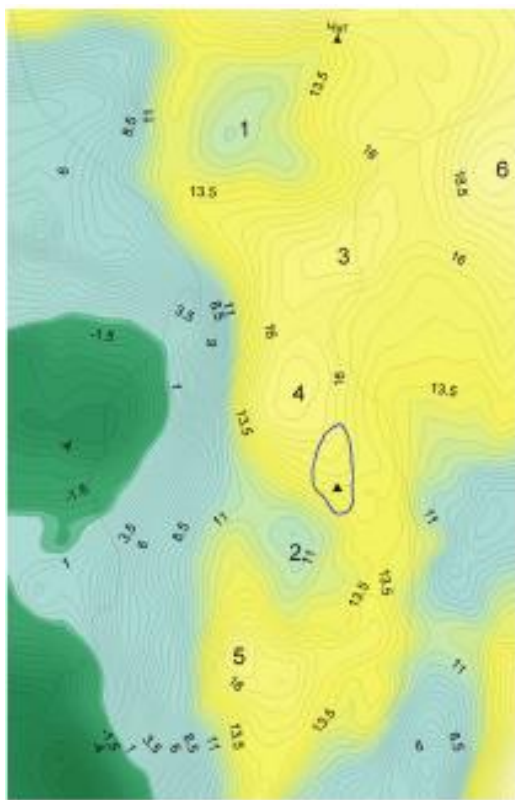


Рис. 3. Аномалії гравітаційного поля Δg в умовному рівні: цифрами позначені мінімуми (1 – 2) і максимуми (3 – 6) $\Delta g_{\text{сеп}}$ (за М. І. Риськіним, 2017)

Тонування допомагає відокремити ділянки з підвищеними і зниженими значеннями напруженості поля (рис. 3, 4) і виділити нафтогазоперспективний об'єкт, оскільки виявлена сейсморозвідкою структура адекватного відображення ні в одному з цих полів не має. Контур цієї структури розташований в "схиловій" частині більшої аномалії – позитивної за Δg і негативної за ΔT . Од-



Рис. 4. Аномалії магнітного поля ΔT : цифрами позначені мінімуми і максимуми $\Delta T_{\text{сеп}}$ (за М. І. Риськіним, 2017)

нак, залишкові аномалії $\Delta T_{\text{ост}}$ з радіусом 2×2 км локалізують цей об'єкт дуже впевнено (рис. 5). Трансформація аномалій у полі Δg з радіусами 3 км і 5 км проявляється в контурі підняття структури, у південній частині якого фіксується чіткий мінімум (рис. 6) [40]. Цей мінімум може бути найперспективнішою областю "склепіння" у контурі підняття, де вдалося виділити зону розущі-



Рис. 5. Аномалії $\Delta T_{ост}$ з розмірами площі осереднення $2 \times 2 \text{ км}^2$ (за М. І. Риськіним, 2017)

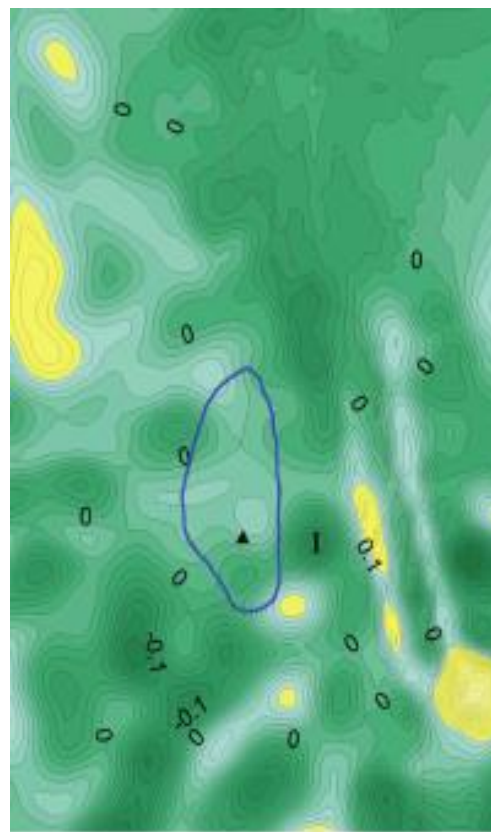


Рис. 6. Аномалії Саксова-Нигарда з радіусом 3 км і 5 км (за М. І. Риськіним, 2017)

льнення, з якою пов'язане родовище вуглеводнів.

Мета і завдання досліджень.

Метою роботи є встановлення сейсмічного рисунку аномалій геофізичних полів зон розущільнення фундаменту і зокрема вирішення таких задач:

- вдосконалити методику хвильової діагностики зон розущільнення фундаменту;
- встановити наявність структури-полігону газоносної зони розущільнення фундаменту;
- встановити геофізичну модель зони розущільнення фундаменту у вигляді сейсмічного рисунку аномалій гравіметричного і магнітного полів.

Об'єктом досліджень є зони розущільнення фундаменту північного борту Дніпровсько-Донецької западини.

Предметом дослідження є перспективи нафтогазоносності зон розущільнення фундаменту на прикладі Розсошенської структури.

Матеріали та методи досліджень.

Автором використано різні нечисленні публікації з виявлення та вивчення ЗРФ в нафтогазоносних басейнах світу та застосовано геологічні і геофізичні методи досліджень, серед яких: а) структурний, б) комплексний аналіз потенцій-

них геофізичних полів (гравіметричного, електричного, магнітного) та порівняльний аналіз сейсмічного рисунка.

Для дослідження ЗРФ було використано карти локальних аномалій гравітаційного (Δg_a) і магнітного (ΔT) полів (автори В. Шемет, В. Омельченко, 2006-2008, 2009-2017).

Результати досліджень.

Площа досліджень (Північний борт ДДЗ) в цілому за ступенем вивченості розмежовується на дві частини – південну і північну. Суттєво меншу південну частину, що прилягає до північного крайового розлому, майже на всій протяжності з різним ступенем детальності вивчено площевою сейсморовідкою методом СГТ [28, 29]. В цій частині площі зосереджено практично всі обсяги пошуково-розвідувального буріння на нафту та газ і відкрито значну кількість родовищ ВВ. Більша північна частина Північного борту з товщиною осадового чохла менше 2 км практично не вивчалась, через те, що вважалась малоперспективною або безперспективною. Хоча на сьогоднішній день північна границя можливого знаходження (формування) покладів ВВ Північного борту достовірно не встановлена, оскільки глибоке пошуково-розвідувальне буріння на нафту та газ проводилось лише в прилягаючій до

крайового розлому південній частині Північного борту. В північній частині борту бурились тільки структурно-пошукові на вугільні і картувальні свердловини. В західній частині площі такі свердловини повністю відсутні.

Геологічні побудови для докембрійських утворень Північного борту ДДЗ виконувались, головним чином, в масштабі 1:200 000 (В. Шемет, В. Омельченко, 2006-2008, 2009-2017) на основі гравімагнітних зйомок м-бу 1:200 000 і дуже обмежених даних по свердловинах.

У 2012 році у межах Розсошенської структури було пробурено параметричну свердловину № 558 глибиною 2231 м, що розкрила 329 м кристалічних порід. За даними ГДС покрівля фундаменту розкрита на глибині 1922 м, а породи фундаменту представлені тріщинуватими граніто-гнейсами, які значною мірою перетворені метасоматичними процесами. Тріщини зони заповнені чорними рудними мінералами.

При випробуванні ВПТ в інтервалі 2080-2162 м в породах кристалічного фундаменту отримано слабкий приплив фільтрату промивальної рідини з пластовою водою в об'ємі 1,66 м³/добу, що характеризує проникність цих зон.

Використовуючи отримані дані, були проаналізовані матеріали гравіметричної і магнітної зйомок на Розсошенській площі.

Розсошенська антиклінальна структура належить до Богодухівської зони тектонічної активізації, що це зумовило розвиток контролюючих її тектонічних порушень. Розсошенська антикліналь є, по суті, припіднятим блоком, який обмежений тектонічними порушеннями, причому з півночі він екранується незгідним скидом (рис. 7).

Розсошинська антикліналь знаходиться в зоні перетину субширотного Розсошенського незгідного скиду та глибинного Богодухівського розлому, яким контролюється одна з найбільш значущих та досліджених субмеридіональних зон тектонічної активізації. Серед основних особливостей будови лінійних зон тектонічної активізації виявлено аномальність геофізичних полів та встановлена наявність зон динамометаморфізму, інтенсивної переробки порід гідротермально-метасоматичними процесами. Це вказує на те, що Розсошенська структура є оптимальною структурою для виявлення та вивчення зон розуцільнення.

Методика проведення нами хвильової діагностики зон розуцільнення фундаменту ґрунтувалася на аналізі інтерпретацій гравітаційного та магнітного полів, який проводився по локальних залишкових аномаліях від осереднення поля в межах квадратних палеток розміром 9 × 9 точок (4 × 4 км), 15 × 15 точок (7 × 7 км) та 21 × 21 точку (10 × 10 км).

На картах залишкових аномалій Δg з радіусом 10 × 10 км (рис. 8) і 7 × 7 км (рис. 9) цей об'єкт локалізується дуже впевнено, причому основна "аномалія склепіння" структури чітко фіксується в південно-західній частині кордону структури з характерними мінімальними значеннями Δg . На сейсмічному рисунку локальних аномалій осереднення поля 9 × 9 точок з радіусом (4 × 4 км) (рис. 10) спостерігається роздвоєння аномалії на дві більш дрібні ("мінісклепіння" мінімальними значеннями Δg), що дуже схоже на ЗРФ по гранітоїдах, але швидше за все, безперспективна в нафтогазовому відношенні, тому що не відповідає виділеному нами аналогу-структури зони розуцільнення фундаменту.

Аналогічна картина спостерігається на сейсмічних картах аномалій ΔT . (рис. 11), де "аномалії склепіння" по Δg відповідає ізометрична аналогічна "аномалія склепіння" по ΔT , тільки з проявом додаткової аномалії ΔT на схід від основної структури. Це "мінісклепіння" по ΔT найбільш чітко проявляється на рис. 12. Такий сейсмічний рисунок відповідає, на нашу думку, зміні речовинного складу об'єкту дослідження і наявності так званої інтенсивно-дислокованої прирозломної зони, яка є занадто мала для утворення пастки вуглеводнів. Подібні прирозломні зони в щільних породах можуть бути найбільш перспективні для формування рудних проявів і родовищ.

Результати буріння свердловина № 558 показали, що її було пробурено в неоптимальних умовах зони розлому. Як видно з сейсмічних рисунків, розташування свердловини не відповідає жодній локальній аномалії хвильового поля.

Аналіз гравітаційного і магнітного полів навколо Розсошенської структури виявив нафтогазоперспективний об'єкт, який за всіма характеристиками відповідає виділеній раніше структурі-аналогу. Даний об'єкт знаходиться на схід від Розсошенської структури (на картах локальних аномалій виділено зеленим овалом). На картах залишкових аномалій Δg з радіусом 10 × 10 км (рис. 8) і 7 × 7 км (рис. 9) цей об'єкт фіксується дуже впевнено, причому конфігурація позитивної аномалії Δg практично ідентична в різних осередненнях. Повністю ЗРФ розкривається на карті аномалій Δg з розміром палетки 9 × 9 точок (4 × 4 км) (рис. 10). Тут спостерігається класична картина *сейсмічного рисунка зони розуцільнення фундаменту*: в межах структури над скупченнями ВВ зазвичай фіксуються мінімум по відношенню до оконтурюючого максимуму з двома "аномальними склепіннями". За речовинним складом об'єкт представлений останцями змінених зеленокам'яних порід серед гранітоїдів. Слід зазначити, що в даному типі порід фундаменту

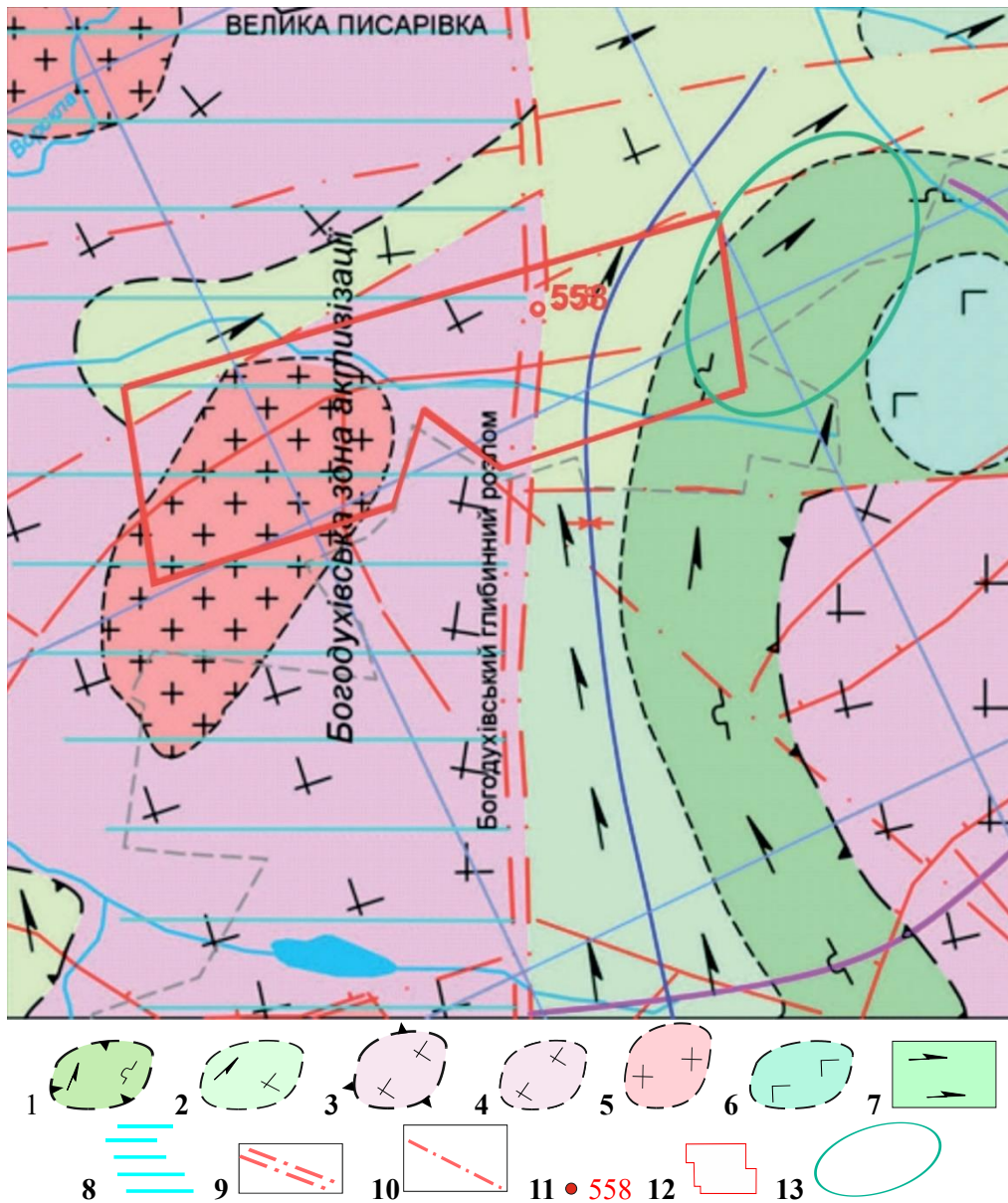


Рис. 7. Фрагмент структурно-геологічної схеми докембрійських утворень Північного борту ДДЗ (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика", 2017).

Умовні позначення: 1 – неоархейські зеленокам'яні структури (синформи), складені михайлівською серією (витягнуті зони і окремі великі гравітаційні максимуми різної інтенсивності на фоні слабкодіференційованого магнітного поля або в кореляції із магнітними максимумами); 2 – останці (релікти) змінених зеленокам'яних порід серед гранітоїдів (локальні максимуми на фоні пониженого або градієнтного гравітаційного поля, які іноді корелюються з малоінтенсивними локальними магнітними максимумами); 3 – неоархейські гранітні (гнейсо-гранітні) куполи, складені плагіогранітами, гранітами, а в периферійних частинах – гнейсами (ізометричні локальні гравітаційні і магнітні мінімуми середніх і крупних розмірів на фоні понижених полів); 4 – поля (ділянки) розвідку частково мікроклінізованих плагіогранітів салтиківського комплексу з неясними формами залягання (градієнтні зони різної інтенсивності, обширні ділянки зниженого гравітаційного і магнітного полів); 5 – поля (ділянки) гранітоїдів протерозойського віку з неясними формами залягання (ділянки мінімальних значень гравітаційного і магнітного полів); 6 – інтрузії основного складу (ізометричні, що співпадають в плані, невеликі за розмірами інтенсивні локальні максимуми гравітаційного і магнітного полів); 7 – амфіболіти, горнблендити, рідше – сланці амфіболові, гнейси біотит-амфіболові ($\sigma = 2,93-2,97$, $\alpha = 50-400$); 8 – лінійні зони тектонічної активізації (гранітизація, мігматизація, мікроклінізація, тріщиноутворення, магматизм), пов'язані з глибинними розломами (протяжні вузькі лінійні зони інтенсивних гравітаційних і магнітних мінімумів); 9 – глибинні розломи, що обмежують або визначають окремі геоблоки і крупні тектонічні елементи; 10 – локальні розривні порушення; 11 – пробурені свердловини; 12 – межа Розсошинської структури; 13 – прогнозна зона розуцільнення фундаменту (ЗРФ)

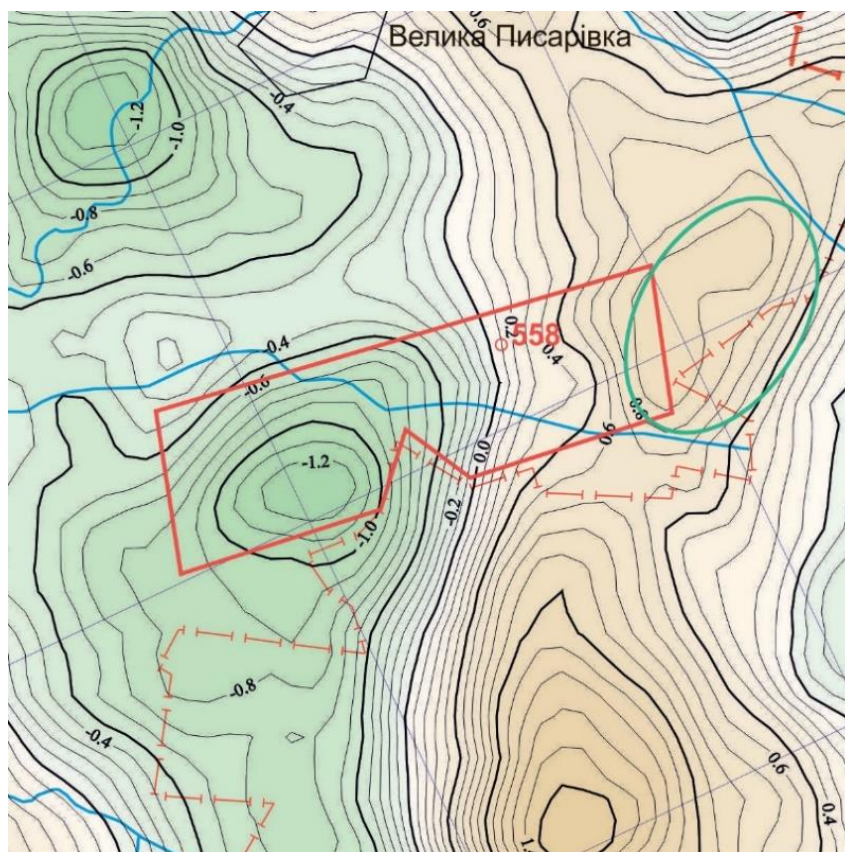


Рис. 8. Локальні аномалії $\Delta g_{\text{лок}} = \Delta g_{\text{zgl. 3т.}} - \Delta g_{\text{zgl. 21т.}}$ з розмірами площі осереднення 10×10 км (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика", 2017)

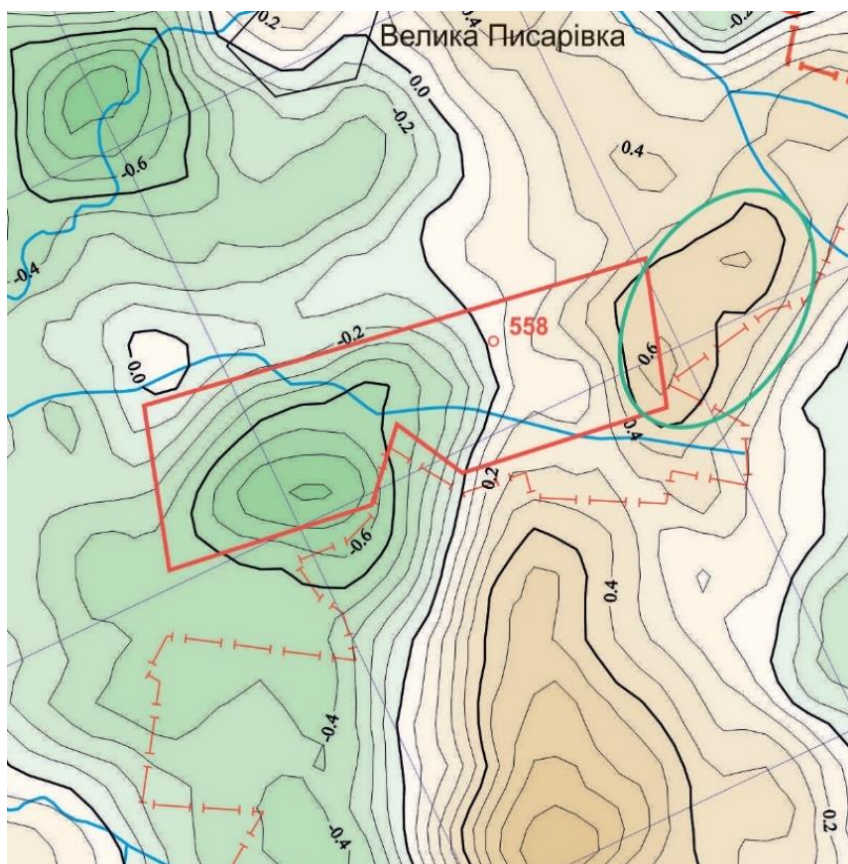


Рис. 9. Аномалії $\Delta g_{\text{лок}} = \Delta g_{\text{zgl. 9т.}} - \Delta g_{\text{zgl. 15т.}}$ з розмірами площі осереднення 7×7 км (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика", 2017)

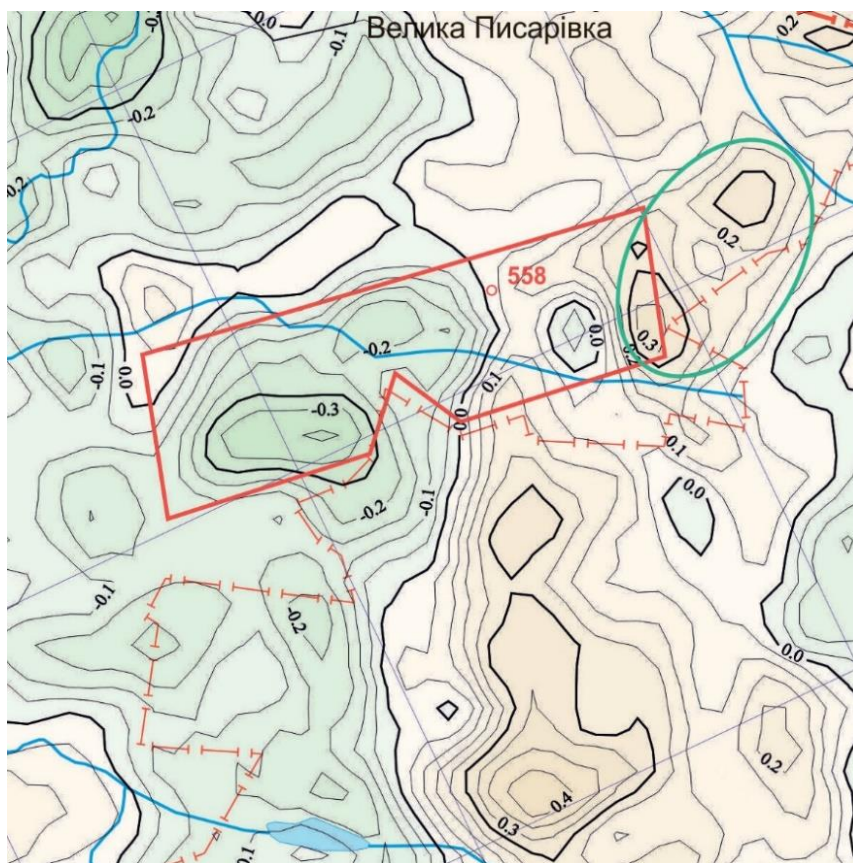


Рис. 10. Локальні аномалії гравітаційного поля ($\Delta g_{\text{лок}} = \Delta g_{\text{згл. 3т}} - \Delta g_{\text{згл. 9т}}$) з розмірами площі осереднення 4×4 км (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика", 2017)

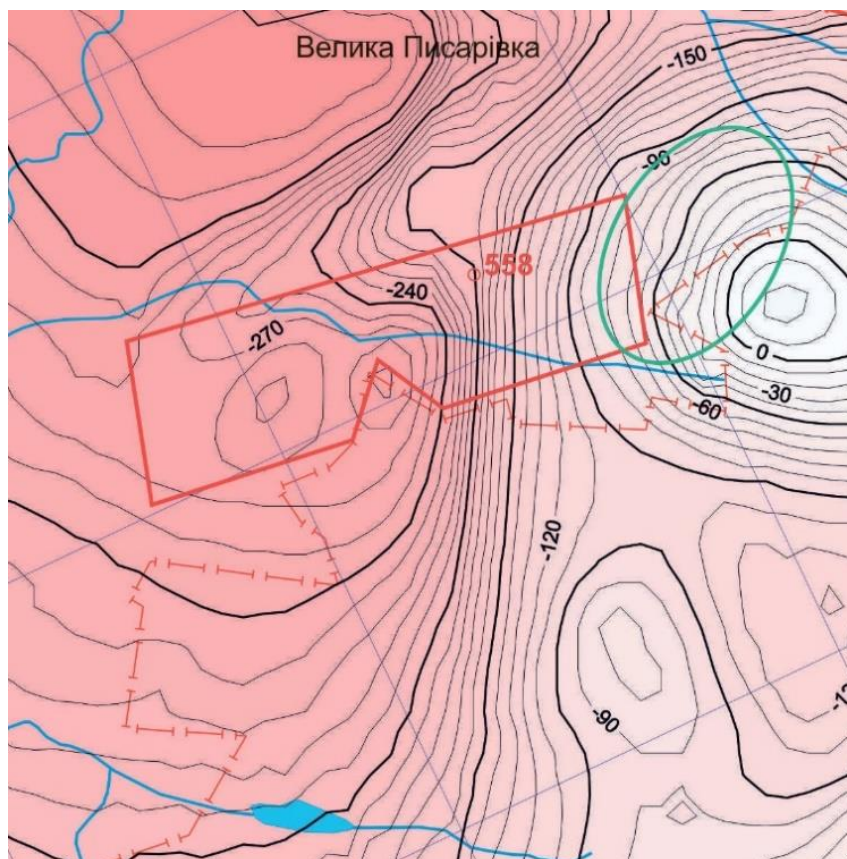


Рис. 11. Аномалії магнітного поля ΔT (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика", 2017)

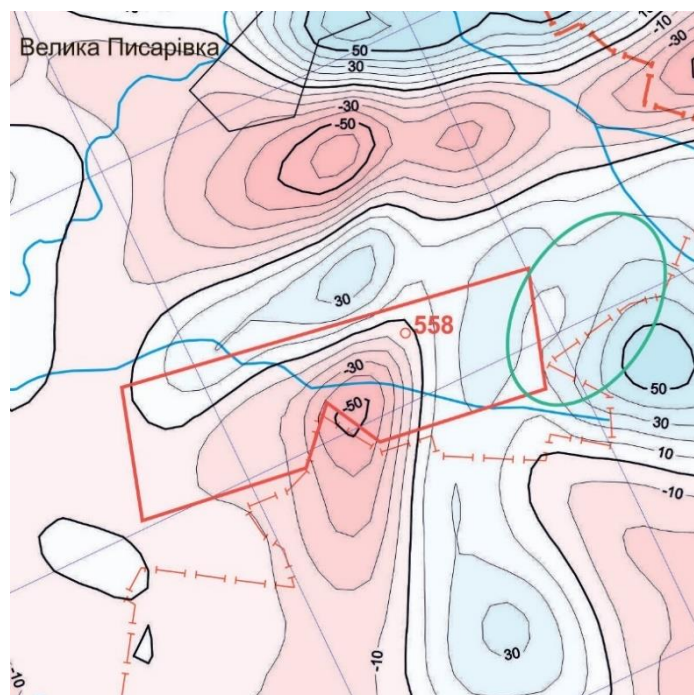


Рис. 12. Фрагмент карти локальних аномалії магнітного поля $\Delta T_{\text{лок.}} = \Delta T_{\text{згл. 3т.}} - \Delta T_{\text{згл. 15т.}}$ з розмірами площі осереднення 7×7 км (за матеріалами ДГЕ "Дніпрогеофізика")

встановлена газонасиченість на Скворцівському та Юліївському родовищах північного борту ДДЗ.

Висновки.

Запропонована геофізична модель зони розуцільнення фундаменту була відображена у вигляді сейсмічного рисунку аномалій гравіметричного і магнітного полів: над скупченнями ВВ фіксуються мінімуми по відношенню до оконтурюючих максимумів в межах виділеної аномалії.

Дана методика була застосована до діагностики хвильових полів на Розсошенській структурі.

Встановлено, що в межах структури спостерігається інтенсивно-дислокована прирозломна

зона, яка за обсягом занадто мала для акумуляції вуглеводнів. Однак, поблизу був виявлений нафтогазоперспективний об'єкт, який за всіма характеристиками відповідає виділеній структурі-аналогу ЗРФ. За речовинним складом об'єкт представлений останцями змінених зеленокам'яних порід серед гранитоїдів.

Виявлення ЗРФ полягає в послідовній інтерпретації площі осереднення від більшого до меншого при неухильному дотриманні наступного правила: досліджувана зона розуцільнення фундаменту повинна виявлятися в усіх аномаліях гравітаційного поля.

Література

1. Лукин А. Е. Проблема нефтегазоносности докембрийских комплексов Восточно-Европейской и других платформ [Текст] / А. Е. Лукин // Докембрий Восточно-Европейской платформы: геология и нефтегазоносность. – СПб.: Недра, 2002. – С. 392 с.
2. Лукин А.Е. Создание учения о нефтегазоносных кристаллических массивах – насущная проблема геологии XXI века [Текст] / А.Е. Лукин // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кротова). – М.: ГЕОС, 2011. – С. 405–441.
3. Леонов М. Г. Тектоника континентального фундамента и вертикальная аккреция консолидированной земной коры [Текст] / М. Г. Леонов // Фундаментальные проблемы общей геотектоники. – М.: Науч. мир, 2001. – С. 91–154.
4. Соколова Н. В. Некоторые научные аспекты проблемы естественного восполнения месторождений УВ (по материалам отечественных публикаций) [Текст] / Н. В. Соколова // Актуальные проблемы нефти и газа, 2018. – Вып. 4(23). – С. 2-7.
5. Гаврилов В. П. Возможные механизмы естественного восполнения запасов на нефтяных и газовых месторождениях [Текст] / В. П. Гаврилов // Геология нефти и газа, 2008. – № 1. – С. 56–64.
6. Шевченко И. В. О восполняемости запасов углеводородов [Текст] / И. В. Шевченко // Экспозиция Нефть Газ, 2017. – Вып. 2(55). – С. 28–33.
7. Горюнов Е. Ю. Проявление современных подтоков углеводородов и нефтегазоносные комплексы на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [Текст] / Е. Ю. Горюнов, П. А. Игнатов, Д. Н. Климентьева, А. Н. Халиков, М. Н. Кравченко // Геология нефти и газа, 2015. – № 5. – С. 62-69.

8. Гарецкий Р. Г. Основные закономерности строения и развития молодых платформ [Текст] / Р. Г. Гарецкий, А. Е. Шлезингер, А. Я. Янин // Геотектоника, 1981. – № 5. – С. 3-8.
9. Порфирьев В. Б. Геологические аспекты нефтегазоносности фундамента (на примере Западной Сибири) [Текст] / В. Б. Порфирьев, В. П. Клочко // В сб. "Особенности глубинного строения земной коры и теоретическое обоснование неорганического генезиса нефти". – Киев.: Наук. думка, 1982. – 155 с.
10. Краюшкин В. А. Абиогенно-мантийный генезис нефти [Текст] / В. А. Краюшкин. – Киев.: Наук. думка, 1984. – 176 с.
11. Летавин А. И. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа [Текст] / А. И. Летавин, В. Е. Орел, С. М. Чернышев. – М.: Наука, 1987. – 237 с.
12. Шустер В. Л. Кристаллические породы фундамента -перспективный объект для прироста запасов нефти и газа в России [Текст] / В. Л. Шустер // Геология нефти и газа, 1994. – № 9. – С. 35-37.
13. Шустер В. Л. Нефтегазоносность кристаллического фундамента [Текст] / В. Л. Шустер // Геология нефти и газа, 1997. – № 8. – С. 17-19.
14. Арешев Е. Г. Модель геодинамического развития континентального шельфа юга СРВ [Текст] / Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, Ч. Л. Чонг // Геология и геологоразведочные работы, 1996. – № 8. – С. 18-23.
15. Арешев Е. Г. Нефтегазоносность гранитоидов фундамента на примере месторождения Белый Тигр [Текст] / Е. Г. Арешев, Ч. Л. Донг, Ф. А. Киреев // Нефтяное хозяйство, 1996. – № 8. – С. 50-58.
16. Арешев Е. Г. Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения Белый Тигр [Текст] / Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, В. В. Донцов // Нефтяное хозяйство, 2004. – № 9. – С. 34-41.
17. Донцов В. В., Лукин А. Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылуонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама [Текст] / В. В. Донцов, А. Е. Лукин // Докл. РАН. – 2006. – Т. 407. – № 1. – С. 64–67.
18. Поспелов В. В. Особенности петрофизики и интерпретации ГИС в магматогенных коллекторах нефти и газа [Текст] / В. В. Поспелов // Обзор МПП "Геоинформ-марк", сер. "Разведочная геофизика". – М., 1998. № 4. – С. 79-88.
19. Арешев Е. Г. Нефтегазоносность фундамента различных регионов мира [Текст] / Е. Г. Арешев, В. П. Гаврилов, В. П. Поспелов // Горный вестник, 1998. – № 3. – С. 12-17.
20. Демьянчук В. Г. Поиски углеводородов в кристаллических породах фундамента на северном борту ДДВ [Текст] / В. Г. Демьянчук, В. В. Крот, И. И. Чебаненко, В. П. Клочко, Б. П. Кабышев – Киев, 1989. – 51 с. (Препр. / АН УССР. Ин-т геол. наук; № 89-11).
21. Порфирьев В. Б. Проблема поисков нефтяных и газовых залежей в докембрийском фундаменте ДДВ [Текст] / В. Б. Порфирьев, В. Б. Соллогуб, В. П. Клочко, А. Ф. Шевченко // Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти. – Киев: Наук. думка, 1975. – С. 175-196.
22. Демьянчук В. Г. Структурно-геологические особенности нефтегазопоявлений в Юльевской зоне ДДВ [Текст] / В. Г. Демьянчук, И. И. Чебаненко, В. В. Крот // Геологический журнал, 1988. – № 5. – С. 3-12.
23. Чебаненко И. И. Новое обнаружение нефти в кристаллических породах земной коры [Текст] / И. И. Чебаненко, Е. М. Довжжок, В. П. Клочко, М. И. Пономаренко // Докл. АН УССР. Сер. Б. – 1986. – № 6. – С. 20-21.
24. Чебаненко И. И. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента Днепровско-Донецкой впадины [Текст] / И. И. Чебаненко, В. В. Крот, В. П. Клочко. – Киев: Наук. думка, 1991. – 148 с.
25. Гейко Т. С. Тектоно-геодинамические критерии нефтегазоносности кристаллического фундамента северного борта Днепровско-Донецкого авлакогена [Текст] / Т. С. Гейко, А. Е. Лукин, В. В. Омельченко, О. Г. Цеха // Геолог. журнал, 2013. – № 4. – С. 7–23.
26. Высочанский И. В. Модели ловушек углеводородов в породах кристаллического фундамента [Текст] / И. В. Высочанский // – Киев: 1992. – 53 с.
27. Височанський І. В. Геологічні фактори формування несклепінних пасток в особливих зонах нафтогазонакопичення Дніпровсько-Донецького авлакогену [Текст] / І. В. Височанський // Вісник Харківського національного університету імені В. Н. Каразіна. Сер. : Геологія–Географія–Екологія". – 2013. – № 1084, Вип. 39. – С. 45-65.
28. Слободянюк С. О. Про перспективи нафтогазоносності південного борту ДДЗ за геофізичними методами (на прикладі досліджень на Східномагдалинівській площі) / С. О. Слободянюк, В. В. Омельченко, А. П. Толкунов // Геоінформатика, 2011. – № 4. – С. 17-23.
29. Сидоренко Г. Д. Виділення локальних неоднорідностей у фундаменті південного борту ДДЗ, як можливих скупчень вуглеводнів / Г. Д. Сидоренко, С. О. Слободянюк, С. Г. Слоніцька, М. І. Русаков, Ю. О. Литвиненко // Геоінформатика, 2013. – № 2 (46). – С. 22-28.
30. Молодцов И. В. Возможности выделения разуплотненных зон в породах кристаллического фундамента Южно-Татарского свода, перспективных на обнаружение углеводородов [Текст] / И. В. Молодцов, В. Г. Мавричев, В. Н. Баранов // Региональная геология и металлогения, 2016. – № 66 – С. 95-102.
31. Березкин В. М. Метод полного градиента при геофизической разведке [Текст] / В. М. Березкин. – М.: Недра, 1988. – 188 с.
32. Филатов В. Г. Устойчивые способы обработки и интерпретации потенциальных полей на основе регуляризации и концентрации источников [Текст] / В. Г. Филатов // Автореферат на соискание ученой степени доктора физико-математических наук. – Киев: ИГ АН УССР, 1988.

33. Березкин В. М. Методические рекомендации по технологии площадной обработки и интерпретации гравимагнитных данных [Текст] / В. М. Березкин, Ю. В. Жбанков, В. Г. Филатов, П. Н. Трайнин, Е. В. Бульчов. – М.: Нефтегеофизика, 1992. – 80 с.
34. Самарский А. А. Разностные методы для эллиптических уравнений [Текст] / А. А. Самарский, В. Б. Андреев. – М.: Наука, 1976. – 352 с.
35. Самарский А. А., Вабищевич П. Н. Численные методы решения обратных задач математической физики [Текст] / А. А. Самарский, П. Н. Вабищевич. – М.: Эдиториал, 2004. – 400 с.
36. Жданов М. С. Корреляционный метод разделения геофизических аномалий [Текст] / М. С. Жданов, В. Н. Шрайбман. – М.: Недра, 1973. – 179 с.
37. Витвицкий О. В. Корреляционные преобразования геофизических полей. Состояние и перспективы [Текст] / О. В. Витвицкий // Геофизика и математика: материалы 1-й Всесоюз. конф. – М.: ОИФЗ РАН, 1999. – С. 51-59.
38. Девис Д. Статистика и анализ геологических данных [Текст] / Д. Девис. – М.: Мир, 1977. – 572 с.
39. Навальнева В. И. Возможности выделения нефтегазоперспективных участков корреляционным методом [Текст] / В. И. Навальнева // Разведочная геофизика. М.: Недра, 1986. – Вып. 102. – С. 82-87.
40. Рыскин М. И. Локализация аномалий геопотенциальных полей на основе применения частотных и корреляционных преобразований / М. И. Рыскин // Изв. Сарат. ун-та. Нов. сер. Сер. Науки о Земле, 2017. – Т. 17, вып. 1. – С. 52-57.
41. Koning, T. Oil and Gas Production from Basement Reservoirs – Examples from Indonesia, USA, and Venezuela, published in Special Publication 214 on «Hydrocarbons in Crystalline Rocks», Geological Society of London, 2003. – P. 83–92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11–15, 2000.
42. Koning, T. Exploring in Asia for Oil & Gas in Naturally Fractured and Weathered Basement Reservoirs, GeoConvention, the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada, May 13–17, 2019.
43. Koning, T. & Darmono, F.X. The Geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia – Oil Production from Pre-Tertiary Basement Rocks, Proceedings of the 13th Annual Convention of the Indonesia Petroleum Association, Jakarta, 1984. – Vol 1. – P. 385–406.

Надійшла до редакції 18 січня 2021 р.
Прийнята 2 березня 2021 р.

UDC 551.24:553.98 (477)

Oleksandr Vasilenko,

PhD (Geology), Associate Professor, Senior Researcher,
Ukrainian Scientific Research Institute of Natural Gases,
20 Gimnaziyna Naberegna, Kharkiv, 61010, Ukraine,

e-mail: vasilenko.alexandr@ndigas.com.ua, <https://orcid.org/0000-0003-4054-6588>

TO THE ISSUE OF OIL AND GAS POTENTIAL IN THE DECOMPRESSION ZONES OF THE DNIEPER-DONETS DEPRESSION

Formulation of the problem. Currently, interest in the foundation as a gas and oil field facility has increased significantly. The low efficiency of oil and gas exploration in the basement rocks is usually explained by the absence of a generally accepted hypothesis about the genesis of oil and gas and as a result of migration and accumulation of hydrocarbons. One of the main factors of accumulation is the presence of decompression zones of the foundation, as potential hydrocarbon traps. The article is devoted to the problem of identifying oil and gas bearing zones of foundation decompression.

Analysis of recent research and publications. A number of scientific articles on the composition, age, structure and oil and gas potential of the foundation are analyzed. The first step in identifying decompression zones is to conduct gravimetric and magnetic surveys and apply various techniques to interpret the resulting mathematical model of the wave field pattern in order to localize the sources of its anomalies.

Identification of previously unresolved parts of a common problem. In order to save money when conducting prospecting and exploration for oil and gas, the foundation proposes an improvement in the methodology for separating gas-bearing “vaulted” parts of decompression zones.

Formation of the purpose of the article. The aim of the work is to establish a seismic pattern of anomalies in the geophysical fields of the base decompression zones. The object of research is the zone of decompression of the foundation on the northern side of the Dnieper-Donets depression. The subject of the study is a seismic drawing of the anomaly of the geophysical field of the gas-bearing zone of decompression of the foundation of the Rozsoshinsk structure.

Report of the main material. The article analyzes a few materials to identify areas of base decompression in various oil and gas regions. It was found that for localization of decompression zones, the Berezkin "singular points" method and the correlation method of separation of geophysical anomalies are most effective. The essence of these methods is a kind of filtering of field anomalies, where against the background of the "structural" factor, one can distinguish the "non-structural factor", i.e. decompression zone. This zone in wave fields (Δg and ΔT) is fixed by a seismic pattern, where minima are usually fixed over hydrocarbon accumulations in relation to contouring maxima. Based on the results of the application of these methods, the structure-testing ground of the gas-bearing decompression zone is established. As an illustrative example of the successful localization of Δg and ΔT , data are presented on modeling the foundation softening zone in one of the oil and gas regions of the northern side of the Dnieper-Donets depression.

Keywords: method, technique, foundation, decompression zone, wave field, anomaly, seismic pattern, field.

References

1. Lukin, A. (2002). *The problem of oil and gas potential of the Precambrian complexes of the East European and other platforms. Precambrian of the East European Platform: geology and oil and gas potential. St. Petersburg: Nedra, 392. [in Russian]*
2. Lukin, A. (2011). *The creation of the doctrine of oil and gas crystalline massifs is an urgent problem of the geology of the 21st century. Degassing of the Earth and the genesis of oil and gas fields (on the 100th birthday of Academician P.N. Kropotkin). Moscow: GEOS, 405–441. [in Russian]*
3. Leonov, M. (2001). *Tectonics of the continental foundation and vertical accretion of the consolidated crust/ Fundamental problems of general geotectonics. Moscow: Science world, 91–154. [in Russian]*
4. Sokolova, N. (2018). *Some scientific aspects of the problem of natural replenishment of hydrocarbon deposits (based on materials from domestic publications). Actual problems of oil and gas, Release 4 (23), 2-7. [in Russian]*
5. Gavrilov, V. (2008). *Possible mechanisms for the natural replenishment of reserves in oil and gas fields. Geology of oil and gas, 1, 56–64. [in Russian]*
6. Shevchenko, I. (2017). *On the replenishment of hydrocarbon. Exposition Oil Gas, Release 2 (55), 28–33. [in Russian]*
7. Goryunov, E., Ignatov, P., Klimentyev, D., Khalikov, A., Kravchenko, M. (2015). *The manifestation of modern hydrocarbon flows e oil and gas complexes in the Volga-Ural oil and gas province. Geology of oil and gas, 5, 62-69. [in Russian]*
8. Garetsky, R., Schlesinger, A., Yanshin, A. (1981). *The main laws of the structure and development of young platforms. Geotectonics, 5, 3-8. [in Russian]*
9. Porfiruyev, V., Shred, V. (1982). *Geological aspects of the oil and gas potential of the basement (on the example of Western Siberia). Digest "Features of the deep structure of the earth's crust and theoretical justification of the inorganic genesis of oil. Kiev: Naukova Dumka, 155. [in Russian]*
10. Krajushkin, V. (1984). *Abiogenic-mantle oil genesis. Kiev: Naukova Dumka, 176. [in Russian]*
11. Letavin, A., Eagle, V., Chernyshev, S. (1987). *Tectonics and oil and gas potential of the North Caucasus. Moscow: Nauka, 237. [in Russian]*
12. Schuster, V. (1994). *The crystalline basement rocks are a promising object for the growth of oil and gas reserves in Russia. Geology of oil and gas, 9, 35-37. [in Russian]*
13. Schuster, V. (1997). *Oil and gas content of the crystalline basement. Geology of oil and gas, 8, 17-19. [in Russian]*
14. Areshev, E., Gavrilov, V., Chong, Ch. (1996). *Model of geodynamic development of the continental shelf of the south of the SRV. Geology and exploration, 8, 18-23. [in Russian]*
15. Areshev, E., Dong, Ch., F., Kireev, F. (1996). *The oil and gas potential of the granitoids of the basement on the example of the White Tiger field. Oil industry, 8, 50-58. [in Russian]*
16. Areshev, E., Gavrilov, V., Dontsov, V (2004). *An alternative model for the formation of an oil deposit in the foundation of the White Tiger field. Oil industry, 9, 34-41. [in Russian]*
17. Dontsov, V., Lukin, A. (2006). *On endogenous factors in the formation of oil deposits in the crystalline basement of the Kyulong depression on the shelf of South Vietnam. Reports RAS, Book, 407, 1, 64–67. [in Russian]*
18. Pospelov, V. (1998). *Features of petrophysics and GNS interpretation in magmatic oil and gas reservoirs. Moscow: Review of MGP "Geoinform-mark", ser. Exploration Geophysics, 4, 79-88. [in Russian]*
19. Areshev, E., Gavrilov, V., Pospelov, V., (1998). *Oil and gas bearing the foundation of various regions of the world. Mountain Herald, 3, 12-17. [in Russian]*
20. Demyanchuk, V., Krot, V., Chebanenko, I., Klochko, V., Kabyshev, B. (1989). *Search for hydrocarbons in crystalline rocks of the basement on the northern side of the DDD. Kiev: Academy of Sciences of the Ukrainian SSR, Institute of Geological Sciences, 89-11, 51. [in Russian]*
21. Porfiruyev, V., Sollogub, V., Klochko, V., Shevchenko, A. (1975). *The problem of the search for oil and gas deposits in the Precambrian foundation of the DDD. Geology and geochemistry problems of endogenous oil. Kiev: Science Dumka, 1975. -- S. 175-196. [in Russian]*
22. Demyanchuk, V., Chebanenko, I. (1988). *Structural and geological features of oil and gas occurrences in the Yulievsky zone of the DDD. Geological journal, 5, 3-12. [in Russian]*

23. Chebanenko, I., Dovzhok, E., Klochko, V., Ponomarenko, M. (1986). A new discovery of oil in crystalline rocks of the earth's crust. *Dokl. USSR Academy of Sciences, Ser. B*, 6, 20-21. [in Russian]
24. Chebanenko, I., Krot, V., Klochko, V. (1991). Problems of oil and gas content of crystalline rocks of the basement of the Dnieper-Donets depression. Kiev: Science Dumka, 148. [in Russian]
25. Geiko, T., Lukin, A., Omelchenko, V., Workshops, O. (2013). Tectonic and geodynamic criteria of oil and gas content of the crystalline basement of the northern side of the Dnieper-Donetsk aulacogen. *Geological Journal*, 4, 7–23. [in Russian]
26. Visochansky, I. (1992). Models of hydrocarbon traps in the rocks of the crystalline basement. Kiev, 53. [in Russian]
27. Visochansky, I. (2013). Geological factors of the formulation of non-riveting pastes in the special zones of the naphtha-gas-accumulating Dnieper-Donetsk aulacogen. *News of the Kharkiv National University of Economics V.N. Karazina. Ser.: "Geology – Geography – Ecology"*, 1084, 39, 45-65. [in Ukrainian]
28. Slobodyanyuk, S., Omelchenko, V., Tolkunov, A. (2011). About the prospects of oil and gas bearing on the remote sensing board behind geophysical methods (on the application on the surface of the mine area). *Geoinformatics*, 4, 17-23. [in Ukrainian]
29. Sidorenko G., Slobodyanyuk, S., Slonitska, S., Rusakov, M., Litvinenko Yu. (2013). Vidilennya local heterogeneities at the base onboard the DDD, as a possible buying-up in the carbohydrates. *Geoinformatics*, 2 (46), 22-28. [in Ukrainian]
30. Molodtsov, I., Mavrichiev, V., Baranov, V. (2016). Possibilities of isolating decompressed zones in the rocks of the crystalline basement of the South Tatar Arch, promising for the detection of hydrocarbons. *Regional Geology and Metallogeny*, 66, 95-102. [in Russian]
31. Berezkin, V. (1988). *The full gradient method in geophysical exploration*. Moscow: Nedra, 188. [in Russian]
32. Filatov, V. (1988). Sustainable methods of processing and interpretation of potential fields based on regularization and concentration of sources. Abstract for the degree of Doctor of Physics and Mathematics. Kiev: IG Academy of Sciences of the Ukrainian SSR. [in Russian]
33. Berezkin, V., Zhabankov, Yu., Filatov, V., Trainin, P., Bulychov, E. (1992). Methodological recommendations on the technology of areal processing and interpretation of gravimagnetic data. Moscow: *Neftegeofizika*, 80. [in Russian]
34. Samarsky, A., Andreev, V. (1976). *Difference methods for elliptic equations*. Moscow: Nauka, 352. [in Russian]
35. Samarsky, A., Vabishchevich, P. (2004). *Numerical methods for solving inverse problems of mathematical physics*. Moscow: Editorial, 400. [in Russian]
36. Zhdanov, M., Shreibman, V. (1973). *Correlation method of separation of geophysical anomalies*. Moscow: Nedra, 179. [in Russian]
37. Vitvitsky, O. (1999). Correlation transformations of geophysical fields. Status and prospects. Moscow: *Geophysics and Mathematics: Materials of the 1st All-Union. conf. OIFZ RAS*, 51-59. [in Russian]
38. Davis, D (1977). *Statistics and analysis of geological data*. Moscow: Mir, 572. [in Russian]
39. Navalneva, V. (1986). Possibilities of identifying oil and gas prospective sites by the correlation method. Moscow: *Nedra, Exploration Geophysics*, 102, 82-87. [in Russian]
40. Ryskin M. (2017). Localization of the Anomalies of Geopotential Fields on the Basis of the Frequency and Correlation of Change. *Izv. Saratov Univ. (N. S.), Ser. Earth Sciences*, 17, 1, 52-57 [in Russian].
41. Koning, T. (2003). Oil and Gas Production from Basement Reservoirs – Examples from Indonesia, USA, and Venezuela, published in Special Publication 214 on «Hydrocarbons in Crystalline Rocks», Geological Society of London; 83–92. This paper was also presented at the 16th World Petroleum Congress, Calgary, June 11–15, 2000.
42. Koning, T. (2019). Exploring in Asia for Oil & Gas in Naturally Fractured and Weathered Basement Reservoirs, GeoConvention, the Joint Annual Convention of the Canadian Society of Petroleum Geologists, the Canadian Society of Exploration Geophysicists, and the Canadian Well Logging Society, Calgary, Canada, May 13–17, 2019.
43. Koning, T. & Darmono, F.X. (1984). The Geology of the Beruk Northeast Field, Sumatra, Indonesia – Oil Production from Pre-Tertiary Basement Rocks, *Proceedings of the 13th Annual Convention of the Indonesia Petroleum Association, Jakarta*, 1, 385–406.