

СПІЛЬНЕ ВИКОРИСТАННЯ МЕТОДІВ РАДІОАКТИВНОГО І АКУСТИЧНОГО КАРОТАЖУ ДЛЯ ВИЗНАЧЕННЯ ПОРИСТОСТІ ПЛАСТІВ В ОБСАДЖЕНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Розвинуто ряд принципів положень методики використання комплексу радіоактивного і акустичного каротажу для визначення пористості та інших параметрів пластів в обсаджених нафтогазових свердловинах при наявності зони проникнення фільтрату бурового розчину.

The number of basic principle of procedure to use the complex radioactive logging and sonic logging for determination porosity and other beds parameters in cased oil-gas boreholes with invaded zone of mud is developed.

Вступ. Геофізичні дослідження в обсаджених свердловинах (ОС) набувають все більшої актуальності. На даний час, коли старі родовища знаходяться на завершальній стадії розробки, відкриття нових відбувається рідко, а також з огляду на високу ціну вуглеводнів, постає питання вивчення та освоєння пропущених або не виявлених покладів нафти і газу в ОС старих нафтогазоносних регіонів. З іншого боку, має місце тенденція прискореної обсадки нових нафтогазових свердловин.

Більшість методів із регламентованого на сьогодні комплексу геофізичних досліджень в обсаджених ставленими колонами свердловинах не працюють і на перший план виходять методи радіоактивного (РК) та акустичного каротажів (АК).

Слід зазначити, що геолого-технічні умови ОС старого фонду і "свіжопробурених" ОС відрізняються, що визначає специфіку їх дослідження. В першу чергу ця різниця обумовлена відсутністю чи наявністю зони проникнення в пласти фільтрату бурового розчину (БР). Отримані результати основані на вимірюваннях в "свіжопробурених" свердловинах новими приладами РК і АК з покращеними геофізичними характеристиками СНК-89 [1] і АМАК-2 [2], відповідно.

Визначення пористості за НК і АК в глинистих колекторах. Нейтрон-нейтронний каротаж (НК) і АК вважаються, в першу чергу, методами пористості [3]. Одним з основних етапів алгоритму її визначення, як за АК так і за НК, є внесення поправки за глинистість.

Необхідність внесення поправки за глинистість при визначенні пористості за НК обумовлене в першу чергу наявністю в глинистих мінералах хімічно зв'язаної води, що веде до завищення коефіцієнту пористості, визначеного за основною інтерпретаційною залежністю. Внесення поправки за глинистість описується рівнянням, що зв'язує загальну пористість k_n (%), нейтронну пористість k_n^{*NK} (%) та коефіцієнт об'ємної глинистіості k_m (%) [3]:

$$k_n = k_n^{*NK} - \omega_{rn} k_m, \quad (1)$$

де ω_{rn} (в долях 1) – вміст водню в глинистих мінералах, перерахований на водонасичену пористість; параметр k_m , як правило, оцінюється за допомогою подвійного різницевого параметра ΔI , методу гамма-каротажу (ГК) із встановленою залежністю $k_m = f(\Delta I)$ [3].

Нейтронна пористість визначається за відношенням показань двох зондів способом компенсованого нейтронного каротажу. При цьому залежність від пористості на інтервалі $-(0, 30\%)$ з достатньою для практики точністю описується лінійною функцією (див., напр., [1]):

$$k_n^{*NK} = a A_{НК} - b, \quad (2)$$

де $A_{НК}$ – параметр НК, що реєструється; a і b – константи, які визначаються шляхом фізичного і (або) математичного моделювання з використанням свердловинних вимірювань.

Пористість за АК з урахуванням глинистіості можна подати у вигляді:

$$k_n = k_n^{AK} - \beta k_m, \quad (3)$$

де

$$k_n^{AK} = A \Delta t - B; \quad A = (\Delta t_{\phi n} - \Delta t_{\alpha})^{-1}, \quad (4)$$

$$B = A \Delta t_{\alpha}, \quad \beta = A \Delta t_m - B.$$

Тут Δt – вимірюваний параметр АК: інтервальний час поширення поздовжньої хвилі в пласті; $\Delta t_{\phi n}$, Δt_{α} , Δt_m – інтервальний час в поровому флюїді, непористому мінералогічному скелеті та глинах, відповідно. На практиці ці параметри розглядають як підстроювальні константи [4].

Між записаними у приведеній тут формі інтерпретаційними залежностями НК і АК, як видно із порівняння виразів (1) і (3) та (2) і (4), існує формальна аналогія, а фізичний зміст відповідних параметрів, звичайно, різний. Як видно із приведених виразів (3) і (4), в АК в якості підстроювальних констант можна вибрати комплексні величини A , B і β (замість "індивідуальних" $\Delta t_{\phi n}$, Δt_{α} , Δt_m).

Вирази типу (3) і (4) передбачають оцінку пористості в умовах необсадженої свердловини (НС). Можливість застосування цих виразів для АК в ОС відразу після спуску обсадної (експлуатаційної, технічної) колони базується на наступному. При ще нерозформованій зоні проникнення в пласт фільтрату БР умови дослідження методом АК в ОС в значній мірі відповідають умовам НС, оскільки поровий простір породи-колектора займає фільтрат БР (радіус зони дослідження АК знаходиться в межах промитої зони [5]).

Крім власне глинистого матеріалу, на інтервальний час Δt впливає також характер розподілу цього матеріалу в породі [3, 6]. Але визначення типу глинистіості в більшості випадків є окремою непростюю задачею, тому описаний спосіб врахування глинистіості при визначенні пористості за АК на практиці застосовують тільки у певних випадках [3, 6].

Для врахування глинистіості при визначенні пористості за АК в НС можливий інший підхід – використання способу Шлюмберже (див., напр., [6]). В наших позначеннях

$$k_n = \frac{1}{2 - \alpha_{PC}} k_n^{AK}; \quad a_{PC} = \frac{\Delta U_{PC}^n}{\Delta U_{PC}^{max}}, \quad (5)$$

де a_{PC} – відносна амплітуда аномалії потенціалів самочинної поляризації (ПС); ΔU_{PC}^n , ΔU_{PC}^{max} – амплітуди кривої ПС навпроти досліджуваного пласта і навпроти пласта з максимальною глинистістю, відповідно.

Результати свердловинних вимірювань методами ПС і ГК. Розглянемо зв'язок між показаннями методів ПС і ГК в глинистих пластах для необсаджених свердловин. На рис. 1а для кількох свердловин ($d_{ca} = 216$ мм) східної частини ДДЗ зіставлені вимірювані параметри a_{PC} і ΔI (подвійний різницевий параметр ГК).

Якщо привести значення a_{PC} до однакових умов вимірювань, то кореляційний зв'язок між ΔI і a_{PC} для сукупності пластів-колекторів по всіх свердловинах (рис. 1а), описується єдиним рівнянням регресії (рис.1б).

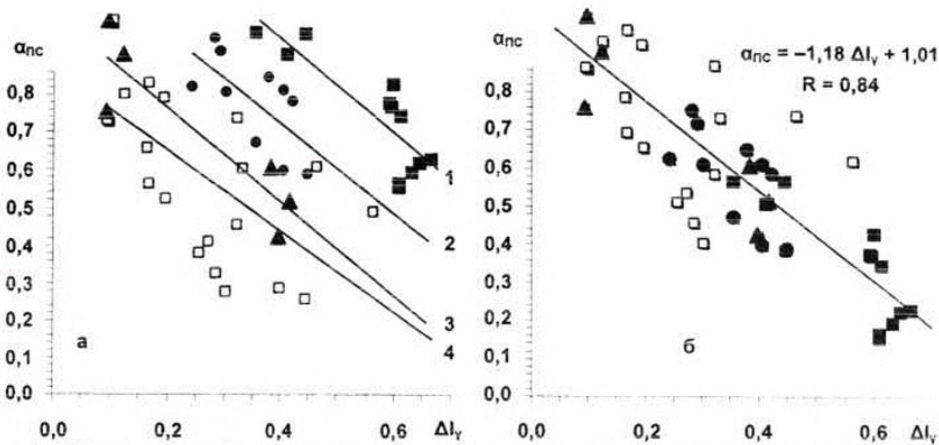


Рис. 1. Співставлення ΔI_γ з неприведеним (1.а) і приведеним (1.б) до однакових умов вимірювань параметром $\alpha_{ПС}$ для пластів-колекторів в умовах необсаджених свердловин ($d_{св} \approx 216$ мм):
 ■ – Пн.-Волвенківська №55, ● – Пн.-Волвенківська №53, ▲ – Юліївська №74,
 □ – Оливинівська №1. 1: $\alpha_{ПС} = 1,2\Delta I_\gamma + 1,4$; $R = 0,84$; 2: $\alpha_{ПС} = 1,2\Delta I_\gamma + 1,2$; $R = 0,66$;
 3: $\alpha_{ПС} = 1,2\Delta I_\gamma + 1,0$; $R = 0,90$; 4: $\alpha_{ПС} = 1,1\Delta I_\gamma + 0,9$; $R = 0,64$.

Співставлення ΔI_γ і $\alpha_{ПС}$ для щільних, ущільнених і глинистих пластів, виділених в цих же свердловинах, показало відсутність кореляційного зв'язку. Останнє вказує на те, що інтерпретаційні параметри ГК і ПС для неколекторів контролюються різними властивостями: ГК, як і для колекторів, тісно пов'язаний з об'ємною глинистістю, а показання ПС залежить і від проникності, яка для таких пластів практично відсутня.

На рис. 2 зіставлені ΔI_γ і $\alpha_{ПС}$ для свердловини великого діаметру ($d_{св} = 290$ мм) Пн.-Волвенківська № 60. Видно, що і в цьому випадку між інтерпретаційними параметрами ПС і ГК для пластів-колекторів існує тісний кореляційний зв'язок, але коефіцієнт нахилу лінії регресії, що описує цей зв'язок, істотно відрізняється від відповідного коефіцієнта для $d_{св} = 216$ мм. Це свідчить про вплив діаметра свердловини на зв'язок між ΔI_γ і $\alpha_{ПС}$ та необхідність врахування технічних факторів.

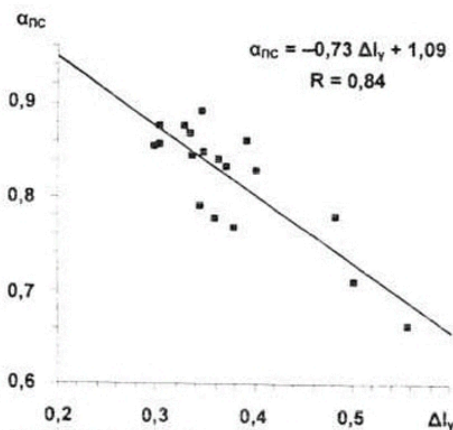


Рис. 2. Зіставлення ΔI_γ з $\alpha_{ПС}$ для пластів-колекторів в необсадженої свердловині ($d_{св} \approx 290$ мм) Пн.-Волвенківська №60

Таким чином, на основі емпіричних даних встановлено, що між параметрами $\alpha_{ПС}$ і ΔI_γ існує наступний лінійний зв'язок:

$$\alpha_{ПС} + \rho \Delta I_\gamma \approx 1, \quad (6)$$

де значення ρ відрізняється від 1 в менший чи більший бік в залежності від діаметра свердловини (в розглянутих прикладах $\rho = 1,18$ при $d_{св} = 216$ мм і $\rho = 0,73$ при $d_{св}$

$= 290$ мм). Зауважимо, що в рівнянні (6) при $\Delta I_\gamma = 0$ (глини відсутні) маємо $\alpha_{ПС} = 1$, як і повинно бути.

З урахуванням (6) рівняння (5) для визначення пористості глинистих колекторів приймає вигляд:

$$k_n = \frac{1}{1 + \rho \Delta I_\gamma} k_n^{AK}. \quad (7)$$

Перевагою останнього підходу є можливість використання комплексу АК + ГК в ОС. Розглянемо зв'язок між параметрами ΔI_γ^{HC} і ΔI_γ^{OC} , отриманими для однієї і тієї ж свердловини до і після обсадки. На рис. 3а приведені результати ГК для $d_{св} = 216$ мм, $d_{кол} = 168$ мм; на рис 3б – $d_{св} = 216$ мм, $d_{кол} = 168$ мм. В обох випадках спостерігається високий коефіцієнт кореляції між ΔI_γ^{OC} і ΔI_γ^{HC} , але коефіцієнт нахилу лінії регресії, яка описує їх зв'язок, відрізняється, отже $d_{св}$ і $d_{кол}$ впливають на згаданий зв'язок. Проведене дослідження свідчить про можливість використання ГК для врахування глинистості при визначенні пористості за АК в умовах ОС. Визначення і порівняння пористості за АК в ОС і ОС, відповідно до методик (5) і (7), проведено в св. Пн.-Коробочкінська № 3 в умовах наявності зони проникнення фільтрату БР як до, так і після обсадки (рис. 4).

Тісний кореляційний зв'язок для більшості точок на рис. 4 підтверджує можливість використання комплексу АК + ГК для визначення коефіцієнту пористості у обсадженої свердловині за методикою, що описується рівнянням (7). Відхилення кількох точок від загальної закономірності пов'язане із зривами кривої Δt , записаної у необсадженої свердловині.

Порівняння результатів РК і АК при визначенні пористості. На показання НК впливає головним чином водень, що міститься в усьому об'ємі породи, тому за допомогою НК (в комплексі з ГК) визначають загальну пористість.

В газоносних пластах з зоною проникнення фільтрату БР показання НК чутливі до залишкової газонасиченості, яка досягає ~10–15%. Крім того прилади НК нового типу [1] мають збільшений радіус зони дослідження, що також впливає на показання НК в газоносних колекторах з промитою зоною. Все це дозволяє "відчувати" газоносні колектори і при несприятливих умовах наявності фільтрату бурового розчину в ближній зоні.

На показання АК, крім самої пористості, значний вплив чинить структура порового простору, а також характер розподілу глинистості в пласті, тому можна вважати, що результат вимірювань комплексом АК + ПС за певних умов відображає відкриту пористість.

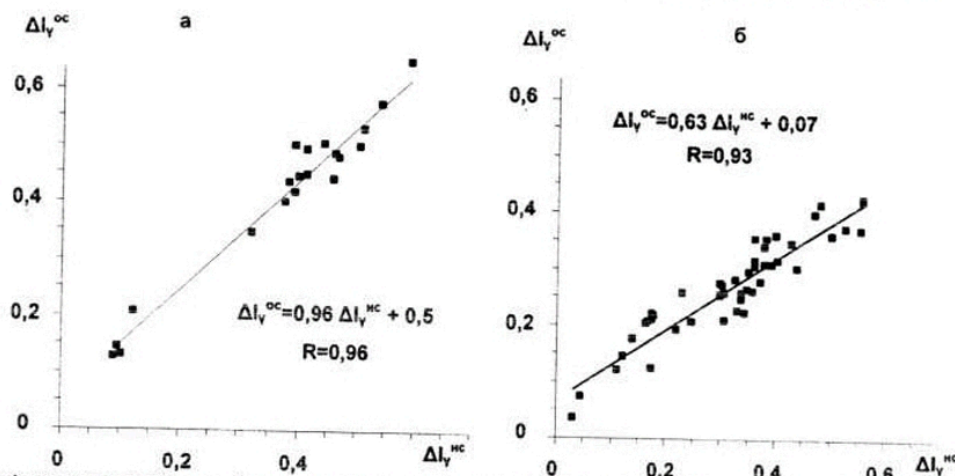


Рис. 3. Порівняння подвійного різницевого параметру гамма-каротажу до обсадки ΔI_{γ}^{HC} і після обсадки ΔI_{γ}^{OC} в свердловинах: 1. а – Юлївська №74 ($d_{ca} \approx 216$ мм; $d_{зон} \approx 168$ мм) 1. б – Пн.-Волвенківська №60 ($d_{ca} \approx 295$ мм; $d_{зон} \approx 245$ мм)

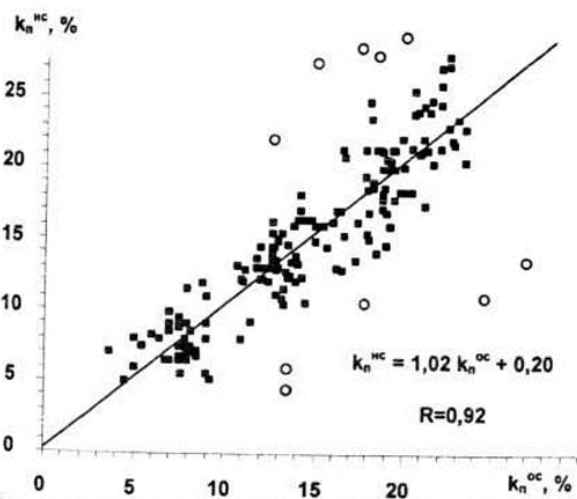


Рис. 4. Порівняння пористості, визначеної за АК + ПС і АК + ГК, відповідно, до (НС) і після (ОС) обсадки свердловини Пн.-Коробочкінська №3: ■ – пласти, для яких k_n^{HC} і k_n^{OC} близькі; ○ – пласти, для яких k_n^{HC} і k_n^{OC} істотно відрізняються

Для простих колекторів відкрита і загальна пористість практично однакова, для складнопобудованих колекторів і неколекторів – може істотно відрізнятися [7].

На рис. 5а для необсаджених свердловин (Пн.-Коробочкінська №3, Олівинівська №1 і Пн.-Волвенківська №55) порівнюється пористість, визначена за комплексами АК + ПС і НК + ГК. На рис. 5б представлено порівняння пористості, визначеної до обсадки за АК + ПС і після обсадки за НК + ГК (свердловина Юлївська № 74).

З рис.5 видно, що таке порівняння дозволяє:

- ✓ підвищити достовірність визначення пористості колекторів;
- ✓ виділити газонасичені пласти (за заниженими значеннями $k_n^{НК+ГК}$);
- ✓ оцінити літологічні особливості пластів і відповідні властивості порового простору.

Висновки. Проведені дослідження показали:

- 1) рівноцінність методів ГК і ПС для врахування глинистості при визначенні пористості колекторів за АК по методиці Шлюмберже, з чого слідує правомірність застосування комплексу АК + ГК в ОС;
- 2) тісний зв'язок між показаннями ГК до і після обсадки свердловини, отже можливість використання методу ГК для визначення глинистості також і в ОС (з урахуванням технічних факторів);
- 3) спільне використання РК і АК при визначенні пористості дозволяє:
 - ✓ розрізнити пласти за колекторськими властивостями;
 - ✓ виявити газонасичені пласти;
 - ✓ збільшити достовірність визначення пористості пластів.

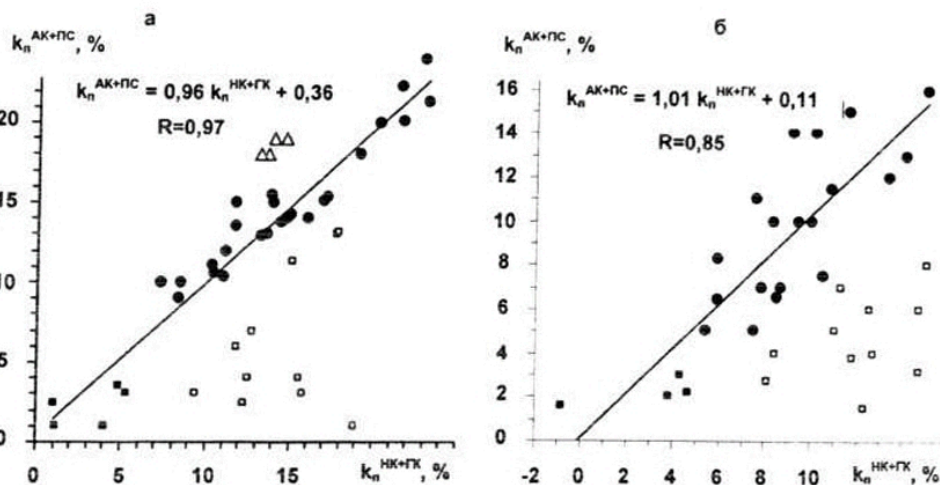


Рис. 5. Порівняння для необсадженої (а) і обсадженої (б) свердловини пористості, визначеної за АК + ПС і НК + ГК. Водонасичені пласти: ■ – щільні і низькопористі вапняки; ● – пісковики-колектори; □ – ущільнені вапняки і глинисті алевроліти. Газонасні пласти: Δ – пісковики

В цілому, спільне використання методів РК і АК, що мають різну фізичну основу і глибинність, дозволяє значно розширити інформативність каротажу і достовірність визначень фільтраційно-ємнісних параметрів колекторів (пористості, глинистості, характеру насичення та ін.). Це має особливо важливе значення для геофізичних досліджень в обсаджених свердловинах, в яких більшість методів стандартного комплексу геофізичних свердловинних досліджень не працює.

1. Бондаренко М.С., Кулик В.В., Кармазенько В.В., Кашуба Г.О. Сніжко Ю.О. Використання узгодженого комплексу нейтронних методів для визначення петрофізичних властивостей колекторів // Вісн. Київ. ун-ту. Геологія. – 2006 – Вип. 38-39. – С. 52 – 56. 2. Аркадьев Е.А., Блюменцев А.М., Забнев Е.В., Цирульников В.П. Аппаратурно-методический

комплекс многозондового акустического каротажа АМАК-2 // НТВ "Каротажник". – Тверь: ГЕРС. – 2004. – Вып. 9 (122). – С. 66-76. 3. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа / Головацкая И.В., Гулин Ю.А., Еникеева Ф.Х. и др. – Калинин: ВНИГИК, 1984. – 112 с. 4. Козьяр В.Ф., Белоконов Д.В., Козьяр Н.В., Смирнов Н.А. Акустические исследования в нефтегазовых скважинах – состояние и направления развития. // НТВ "Каротажник". – Тверь: ГЕРС.–1999. – Вып. 63. – С. 10–117. 5. Пирсон С.Д. Справочник по интерпретации данных каротажа. – М.: Недра, 1966. – 413 с. 6. Козьяр В.Ф., Белоконов Д.В., Щербатов Т.В. Акустический каротаж нефтяных и газовых скважин. Обзор. Серия "Региональная, разведочная и промысловая геофизика" – М.: ВИЭМС. – 1973. – 65 с. 7. Курганский В.Н. Петрофизические и геофизические методы изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов нефти и газа. – Киев: Пекин. – 1999. – 167 с.

Надійшла до редколегії 19.02.07

УДК 550.837.81:553.41

В.Г. Нурмухамедов, пров. геофізик

ДОСВІД ЗАСТОСУВАННЯ ФАЗОВИХ МЕТОДІВ ВИКЛИКАНОЇ ПОЛЯРИЗАЦІЇ ПРИ ПОШУКАХ САМОРОДНОЇ МІДІ В ТРАПОВИХ УТВОРЕННЯХ ВОЛИНИ

Проведено порівняння даних пошуково-оцінювального буріння на одній з перспективних на самородну мідь ділянок Рафалівського рудного вузла з результатами польових робіт фазово-спектральними методами викликаної поляризації. Доведена можливість виявлення скупчень самородної міді за величиною кута нахилу фазово-частотних характеристик викликаної поляризації в спектрі частот від 0.8-1.5 Гц до області індукційних впливів.

Data of prospect drilling on the one of the native copper promising Rafalivka mineral junction' area have been compared with results of overvoltage phase-spectral method. As well there was evaluated the opportunity for revealing of the native copper accumulations upon the angle of slope of low-frequency branches (within range from 0.8-1.5 Hz to induction area).

На Волині в межах Волино-Подільської плити виявлені численні прояви самородної мінералізації, яка локалізується у верхньопротерозойських трапових утвореннях волинської серії венду, максимальна потужність якої близько 450 м. Вулканогенні породи утворюють синеклізоподібну структуру – Волинську западину. Серія в основі складена гравеліто-пісковицями потужністю до 50 м, основна ж її частина представлена вулканічними породами трапової формації – базальтами, їх туфами, туфобрекчіями, агломератами. В цій товщі виділяється 10-11 горизонтів самородної мінералізації, з яких 5-6 на деяких ділянках мають промислові параметри [1-3, 6, 7]. Рудні поклади самородної міді мають пластовидний багатоярусний характер. Вони розміщуються в амігдалоїдних, рідше масивних базальтах, туфолавках, лавобрекчіях і туфах базальтів. Окрім стратиформних покладів поблизу крутопадаючих розломів, що супроводжуються інтенсивною тріщинуватістю, поширені лінійні рудні поклади, що мають в перетині "стовпоподібний" характер. Кількість міді у вулканітах залежить від рівня їх зміння автотерматичними або парагідротермальними розчинами (нагрітими підземними водами). Змінення порід трапової формації відбувається з привносом міді в результаті перерозподілу в ефузивній товщі первинної міді [7], яка має гістеромагматичний генезис і міститься в дрібних зростках з магнетитом, титаномангнетитом та ільменітом [6]. Змінення порід починається з окислення (руйнування) магнетиту, титаномангнетиту, ільменіту та утворення гематиту, лимоніту, лейкоксену, рутилу і анатазу [7]. Відкладення міді супроводилося відновленням гематитового заліза (перетворенням його у вторинний магнетит). Виділено 4 рудні вузли – Ратнівський, Кухотськовольський, Рафалівський і Шепетівський [6].

На початок пошукових робіт на самородну мідь був невеликий досвід проведення електророзвідувальних робіт методами викликаної поляризації (ВП), в основному з метою картування трапових утворень. Разом з тим, виконані в невеликому об'ємі польові наземні роботи фазовими методами викликаної поляризації (ВФП)

на частоті 0.3 Гц над свердловинами, що розкрили підвищений вміст міді (до 0.5-2.0%), не зафіксували аномалій ВП. Свердловинні дослідження імпульсним методом викликаної поляризації (ВПІ) на часі спаду $t = 0.5$ с (що відповідає приблизно 0.2 Гц при роботі методом ВПФ) також не відображали наявності міді. Для визначення можливості застосування методів ВП для пошуків самородної міді були досліджені фізичні властивості міденосних зразків трапових порід.

Лабораторними дослідженнями електричних властивостей зразків вулканогенних порід трапової формації, а також польовими роботами фазово-спектральними методами викликаної поляризації (ВФПС) встановлено [4, 5]:

✓ самородна мідь, починаючи з частот $f=0.8-1.5$ Гц, максимально поляризується на частотах 20-40 Гц, проте на цих частотах криві кута зсуву фаз $\varphi_n(f)$ спотворені індукційними явищами, які при лабораторних дослідженнях з'являються з 8-15 Гц, а при польових роботах – з 3-4 Гц;

✓ в області частот від 0.8-1.5 Гц до 3-4 Гц (де мідь поляризується слабкіше, ніж на $f = 20-40$ Гц), низький вміст міді (менше 1-2%) при одночастотних дослідженнях не створює практично помітних аномалій на фоні інтенсивної аномалії викликаної поляризації, яка змінюється по площі і розрізу, від магнетитів трапових утворень;

✓ магнетит поляризується в широкому діапазоні частот; чим менша концентрація магнетиту в змінній породі та крупніша вкрапленість, тим нижча здатність до поляризації;

✓ одночастотні дослідження дозволяють розділяти по поляризаційній здатності та опорі різні за складом вулканогенні утворення – відрізнити високоомні базальти, які добре поляризуються, від низькоомних туфів, які поляризуються гірше; за зниженими значеннями поляризаційної здатності (кутів фазових зсувів φ_n) та опорі виділяти області змінених трапових утворень, що контролюють самородномідне зруденіння; картувати низькоомні зони тектонічних порушень, які погано поляризуються і таке інше;

✓ самородну мідь можна виявляти за аномальним кутом нахилу фазово-частотної характеристики – кривою