

ГАЗОВОЛЮМЕТРИЧНА УСТАНОВКА ДЛЯ ЕКСПРЕСНОГО ВИЗНАЧЕННЯ ВІДКРИТОЇ ПОРИСТОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Ю. Віхоть

*Львівське відділення українського державного геологорозвідувального інституту
вул. Пасічна, 38^а, м. Львів, Україна, 79038
E-mail: lv_ukrdgri@polynet.lviv.ua*

Як засвідчив досвід, відкрита пористість гірських порід, що визначена за допомогою приладу “Експрес–пор” є дещо завищеною, а точність визначення становить 0,5–2,0 % для зразків об’ємом, відповідно, від 16–20 до 5–12 см³. Оскільки відкрита пористість є підрахунковим параметром, то постає питання щодо підвищення точності її визначення на зразках керна. Використання для цього інертних газів, зокрема гелію, на наш погляд, не було достатньо обґрунтованим експериментально, що також стало предметом досліджень.

Оскільки серійного вітчизняного обладнання нема, то в ЛВ УкрДГРІ розроблена газоволюметрична установка ГВУ-1 (Я. Пилип, В. Іванов, М. Нестеренко, Ю. Віхоть), яка дає змогу визначати відкриту пористість газоволюметричним методом із застосуванням газу (азоту) високого тиску (до 1 МПа). Установка нескладна і може бути легко змонтована в кожній петрофізичній лабораторії. Основні конструкційні елементи – газоволюметрична камера, газовий балон, маніфольди, манометри і газовимірний пристрій.

Газовимірний пристрій довільної конструкції складають з бюреток різної ємності (від 10 до 100 см³), що дає змогу вимірювати об’єми газу з точністю від 0,2 до 0,5 % (невеликий “мертвий” об’єм трубки з отвором 1 мм від камери до вентиля попередньо визначають і враховують). Газ, об’єм якого вимірюють, подають силіконовою трубкою із газоволюметричної камери через крани в одну із бюреток, до яких паралельно приєднані скляні трубки для контролю рівнів води. Бюретку через кран попередньо заповнюють водою до нульової відмітки, перемішуючи догори зрівнювальну ємність. Під час надходження газу постійно зрівнюють тиск з атмосферним –

підтримують на однаковій висоті рівні води у бюретці і трубці, опускаючи ємність. Операцію повторюють, якщо потрібно виміряти об'єм газу, що перевищує ємність найбільшої бюретки. Установа ГВУ-1 проста в роботі і достатньо високопродуктивна – на один дослід витрачається 8–10 хв.

Для забезпечення оптимальних умов лабораторних досліджень зі зразками керна різних діаметрів і довжин в установці використовують три змінні газоволюметричні камери циліндричної форми з накривкою на різьбових з'єднаннях, яку герметизують гумовими кільцями:

- перша камера об'ємом $24,6 \text{ см}^3$ – для зразків керна діаметром до 30 мм і довжиною до 30 мм;

- друга – 784 см^3 для зразків керна діаметром до 100 мм і довжиною до 80 мм;

- третя – 1252 см^3 для зразків керна діаметром до 106 мм і довжиною до 120 мм.

Об'єми камер визначають за результатами геометричних вимірювань і газоволюметрично. Абсолютна похибка вимірювань становить $0,2 \text{ см}^3$, а відносна – не перевищує 0,82 %. Імовірно, що з підвищенням тисків розбіжність у визначенні об'ємів камер зменшується, тобто пропорційно до тиску в камері зростають об'єми газу в стандартних умовах, відповідно, і точність їх вимірювання та надійність одержання значень пористості газоволюметричним способом.

Досліди переважно виконують у кімнатних (практично стандартних) умовах, використовуючи високоточні манометри класу точності не менше 0,4 з діапазоном шкали 0–0,15 МПа.

Для калібрування і визначення точності (похибки) вимірювання відкритої пористості газоволюметричним способом виготовлено колекцію з п'яти еталонних моделей із органічного скла з різними внутрішніми отворами. Моделі мали циліндричну форму й однакові висоту 30 мм та діаметр 29 мм. Один зразок був суцільним, решта з отворами діаметром 5, 10, 14 і 18 мм. Розрахована геометрично їхня відкрита пористість у відповідному порядку становить 0; 3; 11,3; 23,3 і 38,5 %, а об'єми скелета, відповідно, – 19,937; 19,281; 17,567; 15,242; 12,211 см^3 . Ці еталонні моделі встановлювали послідовно в газоволюметричну камеру, у яку подавали під різним тиском

газ (азот). Вимірювали об'єм газу, випущеного з камери, із заданих рівнів тиску та розраховували об'єми твердої фази і відкритої пористості за відповідними рівняннями. Для порівняння об'ємів скелетів еталонних зразків з оргскла були застосовані різні методи – гідростатичне зважування у воді і гасі, геометричні і газоволлюметричні вимірювання.

На завершальному етапі визначено відкриту пористість на стандартних зразках (СЗ) шляхом порівняння їхніх паспортних даних і безпосередніх вимірювань газоволлюметричним методом. СЗ виготовлені з корунду з вмістом Al_2O_3 не менше 85 %. Ці зразки сертифіковані Державним комітетом стандартизації, метрології і сертифікації України й мають різну відкриту пористість, атестовані значення якої змінюються від 1,38 до 28,65 %. Вони призначені для контролю метрологічних характеристик під час проведення атестації лабораторного обладнання. Розробник і виробник стандартних зразків – ВАТ УкрНДІвогнетривів ім. А.С.Бережного (м. Харків). Досліди засвідчили, що відкрита пористість СЗ у діапазоні 1,38–28,65 %, визначена газоволлюметричним методом, відповідає їхнім нормативним метрологічним характеристикам, відносна похибка не перевищує 1,2 %.

Для виявлення впливу адсорбції газів (азот і гелій) на визначення відкритої пористості зразки керна почергово поміщали у газоволлюметричну камеру і виконували три–п'ять вимірювань на тисках у діапазоні 0,2–0,8 МПа. Зразки перебували під тиском від кількох хвилин до кількох годин, і об'єми випущеного за однакових тисків газу збігалися. Тобто обсяг адсорбованого газу не залежав від часу, у загальному об'ємі був несуттєвим і не впливав помітно на результати вимірювань. Крім того, на трьох зразках виконано повторні вимірювання із застосуванням гелію, що його майже не адсорбула поверхня порід. Результати вимірювань за азотом і гелієм повністю збігалися. Помітний вплив адсорбції, ймовірно, простежується у приладах і методиках, що передбачають попереднє вакуумування породи. Якщо вакуумування нема і камера перед дослідом мала природне сорбційне насичення газом, то вплив цього процесу за умов тисків до 1 МПа є за межами точності вимірювань.

Розроблена установка ГВУ-1 має низку переваг, а саме:

- конструкційна простота установки, що може бути змонтована в кожній петрофізичній лабораторії;

- пряме і швидке вимірювання об'ємів без проміжних схем, опосередкованих процесів тощо;
- можливість дослідження зразків керна різних розмірів та низької пористості, у тому числі тріщинуватих і кавернозних (діаметром від 29 до 105 мм і довжиною від 25 до 120 мм) та навіть нестандартних уламків породи чи шламу;
- досліди можна виконувати за тисків газу до 1 МПа, завдяки чому підвищується точність вимірювання об'ємів газу у прямій пропорції до значення вхідного тиску;
- практично несуттєвим є вплив адсорбції газу (гелію) на результати вимірювань;
- газоволюметричний спосіб унеможливорює ймовірне заниження відкритої пористості внаслідок неповного рідинонасичення.

GAS-VOLUMETRIC PLANT FOR EXPRESS ANALYSIS OF OPEN POROSITY OF THE ROCKS

Yu. Vikhot'

The gas-volumetric plant GVP-1 has been designed, which enables us to determine open porosity with the help of gas volumetric method and the usage of gas (nitrogen) of high pressure (up to 1 MPa). The main construction parts are the following: gas-volumetric camera, gas cylinder, manifolds, manometers and gas-measuring equipment.

Due to the carried out experiments we can state that the effect of helium and nitrogen adsorption on the results of measurement isn't significant. Gas-volumetric method excludes the probably understating of open porosity through not full liquid saturation, which enables us to use it as a standard model and use the core of various sizes acc. to the indicated parameters, received by other methods taking into account the corrections for pores undersaturation.

7

ДЕЯКІ ОСОБЛИВОСТІ АНОМАЛЬНОГО МАГНІТНОГО ПОЛЯ НАД РОДОВИЩАМИ ВУГЛЕВОДНІВ (НА ПРИКЛАДІ ДДЗ)

Р. Кудеравець

*Карпатське відділення Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України,
вул.Наукова, 3-б, м. Львів, Україна, 79063
E-mail:romankud@cb-igph.lviv.ua*

Останніми десятиліттями увагу широкого кола науковців привертають питання, які торкаються зміни фізичних властивостей порід у зонах родовищ нафти та газу під впливом мікропросочування вуглеводневих флюїдів від покладу вуглеводнів (ВВ) до денної поверхні. Навколо покладу формуються так звані зонально-кільцеподібні аномальні зміни літофізичних параметрів, які у літературі часто називають “стовпи епігенетично змінених порід”, “geochemical halo”, “geochemical chimney”. Хіміко-біологічна взаємодія флюїдів ВВ із навколишніми породами породжує низку аномальних ефектів, наприклад, концентрація окремих газоподібних вуглеводневих сполук у породах, ґрунтах і атмосфері, збільшені концентрації гелію і радону, “bleaching”-ефект, зміну карбонатних та глинистих мінералів, зростання концентрацій урану, формування кільцевих аномалій збільшеного вмісту важких металів (V, Cr, Mn, Ni, Co, Cu, Mo, Fe, Zn, Pb та ін), утворення магнітних та немагнітних мінералів та інші зміни, які можна використати в багатьох геофізичних методах як розшукові критерії нафтогазоносності.

У магнітному полі таким основним розшуковим критерієм є неоднорідність магнітних властивостей осадових товщ у зонах родовищ ВВ. Прийнято вважати, що у різних частинах розрізу нафтогазоносної структури можуть утворюватись епігенетичні магнітні (магнетит, піротин, маггеміт) та немагнітні (пірит, марказит) мінерали, які є причиною появи над родовищами ВВ слабких за інтенсивністю локальних магнітних аномалій. Дослідженнями магнітних властивостей ґрунту, приповерхневих відкладів та керна з’ясовано наявність таких новоутворених мінералів у зонах покладів ВВ для багатьох нафтогазоносних регіонів. Сьогодні є кілька теоретичних моделей, які пояснюють певною мірою специфіку морфології локальних магнітних аномалій (модель В. Березкіна), а також певні фізико-хімічні та геологічні умови середовища, необхідні для утворення епігенетичних мінералів (модель Х. Махеля і Е. Бартона). Однак питання їхнього генезису та поширення, а

також особливості тонкої структури аномального магнітного поля (АМП) над покладами нафти і газу все ще дискусійні й потребують детального вивчення.

В Україні дослідженню такої проблематики приділяють недостатню увагу. Основна причина полягає в орієнтації на дані сейсмозв'язки під час підготовки структури до розшукового буріння (в окремих випадках враховують дані геохімії та електророзвідки), нема комплексного підходу до інтерпретації аномальних ефектів, спричинених епігенетичними змінами гірських порід під впливом флюїдів ВВ. Відбір керн під час буріння ведуть лише з потенційно перспективних нафтогазоносних горизонтів, що робить неможливим вивчення магнітних властивостей верхньої частини нафтогазоносних структур, де, як вважають, зосереджені джерела локальних магнітних аномалій. Важливою проблемою є розробка ефективної методики виділення малоамплітудних локальних магнітних аномалій на фоні регіонального магнітного поля та завад техногенного походження. Існує об'єктивна потреба в удосконаленні геомагнітних моделей родовищ і розрахунків сигналів у АМП від різних джерел у фундаменті та осадовій товщі.

Певний досвід дослідно-методичних робіт, пов'язаних із дослідженням АМП у зонах родовищ ВВ, накопичений у Карпатському відділенні Інституту геофізики НАН України. Магнітометричні роботи на родовищах ВВ у Дніпровсько-Донецькій западині (ДДЗ), у Передкарпатському прогині, на Волино-Поділлі засвідчили, що вони супроводжуються локальними магнітними аномаліями, які мають як від'ємний так і додатний знак, амплітуду переважно до 10 нТл та шириною до 3–6 км.

Наприклад, геомагнітні дослідження у ДДЗ засвідчили, що над родовищами нафти і газу із нафтогазоносністю у нижньокам'яновугільному комплексі виявлена складна структура АМП. На фоні регіональної складової ΔT виділяються додатні локальні аномалії амплітудою, переважно, від 4 до 6 нТл і шириною від 3 до 7 км. За морфологією переважають куполо- та хвилеподібні аномалії, які часто ускладнені у флангових частинах високочастотними аномаліями різного знака.

Просторова структура АМП над досліджуваними об'єктами має зазвичай складний характер із виділенням кількох локальних максимумів амплітудою понад 4 нТл. Зів'язування поля ΔT_a зі структурними картами

нижнього карбону по різних сейсмічних горизонтах, ізопакітами товщин карбонатів нижнього візе та із сейсмічними розрізами дає змогу констатувати певні закономірності. По ізолініях 2 нТл поле ΔT_a має загалом лінійний характер, витягнуте вздовж простягання ізогіпс горизонту Vb^3 , а також повторює контур структури (Селюхівське, Прирічне родовища ВВ). Відповідно, максимуми ΔT_a амплітудою понад 4 нТл, зазвичай, зміщуються від склепінь антиклінальних піднять по горизонтах нижнього карбону і тяжіють до зон максимальної потужності біогермних споруд, у яких локалізуються поклади ВВ. Це є характерним для Селюхівського нафтового родовища, де у зонах максимумів ΔT_a розташовані продуктивні свердловини Селюхівська-2, 4, 5 і 304. На Прирічному газоконденсатному родовищі максимуми ΔT_a контрольовані серією тектонічних порушень у товщах нижнього карбону (рис. 1).

На досліджуваних об'єктах Північної прибортової зони ДДЗ виявлено подібну структуру АМП. Геомагнітні дослідження на Південноберестівському родовищі засвідчили, що локальна аномалія ΔT_a хвилеподібної форми, амплітудою в 6 нТл є приурочена до покладу нафти у відкладах візейського ярусу (рис. 2).

Для дослідження магнітних властивостей осадових товщ у межах родовищ ВВ та побудови їхніх магнітних моделей виконані експериментальні вимірювання магнітної сприйнятливості (МС) гірських порід. За характером розподілу МС теригенно-карбонатних товщ нижнього карбону на родовищах вуглеводнів та перспективних структурах у межах ДДЗ виділено літомагнітні горизонти (фаменсько-турнейський ($\chi=(5-15)\times 10^{-5}$ Сі), нижньовізейський ($\chi=(0-5)\times 10^{-5}$ Сі), верхньовізейсько-серпухівський ($\chi=(20-30)\times 10^{-5}$ Сі)), на диференціацію МС яких, крім зміни літологічного складу порід, палеотектонічних і палеофаціальних умов утворення відкладів впливає також їхня нафтогазоносність. За результатами статистичного опрацювання даних з'ясовано, що у контурі родовищ відбувається помітне зменшення значень та дисперсій МС порід. Здебільшого значення χ і δ_χ порід у продуктивних свердловинах є меншими незалежно від віку породи.

У разі інтерпретації виявлених локальних аномалій ΔT_a над родовищами ВВ у ДДЗ були враховані результати вивчення МС гірських порід, а також низка теоретичних моделей (В. Березкин, Х. Махель, Д. Шумахер), які

передбачають наявність над покладами нафти та газу зон із диференційованими магнітними властивостями середовища. Розрахунки засвідчили, що спостережене АМП найбільш адекватно задовольняє модель із джерелом у приповерхневих шарах, яке є літологічною неоднорідністю з магнітоактивними мінералами. За її товщини 1 км, протяжності близько 3 км і значення $I=3 \times 10^3$ А/м, $\chi=50-100 \times 10^{-5}$ Сі магнітна аномалія шириною 3,7 км і амплітудою понад 5 нТл задовільно описує експериментальну криву ΔT_a . Унаслідок виконаних досліджень зроблено висновок про те, що локальні магнітні аномалії над нафтогазоносними структурами у межах ДДЗ зумовлені магнітними неоднорідностями епігенетичного походження у приповерхневих шарах і генетично пов'язані з покладами вуглеводнів у карбонатних та піщанистих колекторах нижньокам'яновугільного нафтогазоносного комплексу.

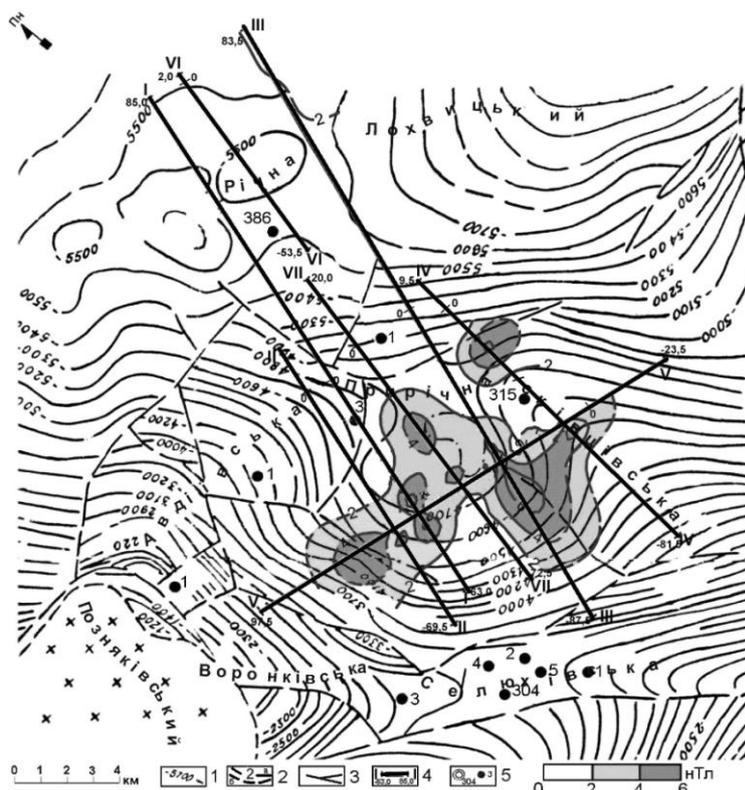


Рис. 1. Структурна карта горизонту Vb_3 та залишкове магнітне поле ΔT_a на Прирічному родовищі (Сейсмооснова на основі матеріалів ДП Чернігівнафтогазогеологія, 1999):

1 – ізогіпси відбивного горизонту Vb_3 ; 2 – ізолінії ΔT_a (а – дійсні, б – умовні); 3 – розривні порушення; 4 – геомагнітні профілі; 5 – свердловини.

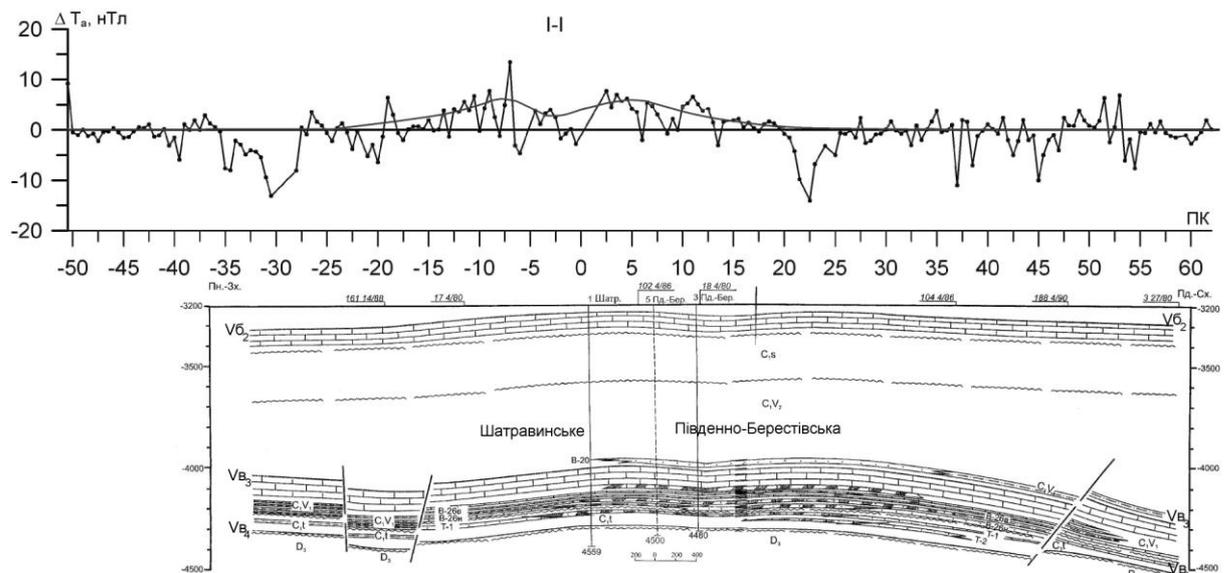


Рис. 2. Аномальне магнітне поле ΔT_a уздовж геомагнітного профілю I-I та сейсмічного розрізу на Південноберестівській структурі.

Отже, локальні магнітні аномалії над нафтогазоносними структурами спричинені магнітними неоднорідностями епігенетичного походження у приповерхневих шарах і генетично пов'язані з покладами ВВ. Однак наявність цих аномальних ефектів не може слугувати однозначним критерієм нафтогазоносності досліджуваних структур. Тому інтерпретація такого типу аномалій потребує комплексного підходу і проведення на досліджуваних ділянках геоелектричних, геотермічних, радіометричних, геохімічних досліджень. Украй необхідними є дані про закономірності вертикального і латерального розподілу магнітних характеристик слабкомагнітних порід осадового чохла, мінералогічного складу перекривних поклад порід і приповерхневих відкладів для подальшого дослідження механізму утворення магнітних аномалій над родовищами нафти і газу.

SOME PECULARITIES OF ANOMAL MAGNETIC FIELD UPON DEPOSITS OF HYDROCARBONS

R. Kuderavets'

Peculiarities of thin structure of abnormal magnetic field upon deposits of hydrocarbons at Dnipro-Donetsk depth are considered. It has been concluded that observed local magnetic anomalies upon investigated structures are caused by magnetic heterogeneity of epigenic origin at surface and are genetically connected with deposits of hydrocarbons.

СЕДИМЕНТОЛОГІЧНИЙ КАРОТАЖНИЙ АНАЛІЗ ПРИ ОЦІНЦІ ПЕРСПЕКТИВИ НАФТОНОСНОСТІ ВІДКЛАДІВ МЕЗОЗОЮ У ЛОПУШНЯНСЬКІЙ ПІДЗОНІ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ

І. Купчак, О. Бондаренко, Г. Кушта

Львівське відділення УкрДГРІ, вул. Пасічна 38а, м. Львів, Україна

У методиці седиментологічного каротажного аналізу (СКА) використовують принципи інтерпретації каротажу на літофаціальній основі. За попередньо визначеними петрофізичними залежностями з'ясовують геофізичні критерії. Інтерпретація повного комплексу методів каротажу дає змогу детально розчленувати геологічні розрізи на літологічно однорідні пласти, визначити структури окремих літотипів і текстуру їхніх асоціацій, а отже, безперервно у розкритому свердловиною розрізі отримувати різноманітну геологічну, седиментологічну, петрофізичну інформацію.

Згідно з сучасним тектонічним поділом, Лопушнянська підзона Більче-Волицької зони (БВЗ) належить до платформного автохтону Карпат, який відділений Передкарпатською системою розломів (Стрільбицький – Надвірнянський – Лопушнянський скиди) від Косівсько-Угерської підзони Більче-Волицької зони і простягається від Стрийського перетину до Румунії. У межах Передкарпатського прогину на південний схід від Стопчатівського перетину цю зону вважаємо найбільш перспективною для розшуків вуглеводнів. На відкладах мезозою (верхня юра, нижня і верхня крейда) залягають палеогенові утворення, товщина яких за сейсмічними даними, зростає в південно-західному напрямку від перших десятків до кількох сотень метрів. Продуктивність верхньоюрських, альб-сеноманських та палеогенових відкладів підтверджена на Лопушнянському родовищі. Названі відклади містять хороші колектори, територія має всі умови для існування пасток ВВ.

За нашою інтерпретацією результатів сейсмічних побудов ЗУГРЕ (2007) в цьому районі виявлено 18 позитивних структур, які утворюють три субпаралельні до Лопушнянського розлому ланцюжки. На нашу думку, структури першого ланцюжка можна розділити ще на дві тераси: Стайківську (поблизу Фальківської) і Лопушнянську. Таталівська належать до першої

тераси, яка є ближчою до Лопушнянського розлому, а Петровецька і Роженська – до другої. Аналіз карт товщин підтверджує ерозійно-тектонічну природу цих піднять.

Боковим екраном для пасток, що розміщені у підніжжі Передкарпатського скиду, з одного боку, можуть бути глинисто-соленосні породи стебницького покриву, а з іншого – високоглинисті відклади баденію. Тому, наприклад, Роженська структура за нашою інтерпретацією може утримувати вуглеводні.

Шукання структур у зоні, яка безпосередньо примикає до Передкарпатського (Лопушнянського) скиду, є безперспективними. Адже у підніжжі подібних регіональних розломів, зазвичай, проходить прирозломна депресія і позитивних структур там нема.

На підставі аналізу тектонічної позиції Лопушнянського родовища (за тектонічними побудовами П. Шеремети, 1985–1994 рр., та І. Вишнякова, 2003 р.), за аналогією з фронтом Стебницького насуву, на який “нанизані” численні родовища у Більче-Волицькій зоні, можемо запропонувати як розшуковий критерій приуроченість родовищ у Лопушнянській підзоні до фронту Скибової зони Карпат за умови наявності інших сприятливих чинників. З огляду на це рекомендуємо пробурити свердловину до верхньоярських відкладів на північний схід від Фалькова над Лопушнянським скидом. Там є локальні розмиви, і тому можлива наявність структурних форм типу “структурних носів” по підгіпсових горизонтах. Крім того, там виділена Фальківська структура, а мезозойський розріз св. 1 Святославська, можливо, продуктивний за результатами переінтерпретації ГДС.

За результатами інтерпретації даних ГДС виділено пласти з ознаками продуктивності у таких свердловинах: Рожен-1 (нижнівська світа, сеноманський горизонт); Лопушна-13 (сеноманські і туронські відклади верхньої крейди); Петровець-2 (верхи нижнівської світи, нижньокрейдяні відклади, сеноманський горизонт). Отже, структури Роженська, Таталівська і Петровецька (поблизу свердловин Петровець-1, 2) вважаємо недослідженими повністю.

Пропонуємо пробурити чи відновити свердловини на площах Роженська, Таталівська, Петровецька, Стайківська, Фальківська з урахуванням наших побудов і ретельно, технологічно грамотно, випробувати ці

відклади. Звертаємо увагу на те, що виділяємо Петровецьку структуру біля свердловин Петровець-1, 2, а не біля св. Петровець-3.

На Фальківській і Стайківській структурах необхідно провести ефективні деталізаційні геофізичні роботи з достовірністю, що забезпечить закладення розшукових свердловин в оптимальних геологічних умовах.

Треба звернути увагу, що на території Румунії ведуть інтенсивні розшуки родовищ, подібних до Лопушнянського. На закономірному продовженні Петровецького, Лопушнянського ерозійних останців, у безпосередній близькості до українського кордону пробурена свердловина Войтинел-1, у якій отримані притоки газу в декількох інтервалах міоценового віку. Відклади нижньокрейдового і баденського віку не дали притоку вуглеводнів. Також на південний схід від відомого родовища Фрасін відновлюють глибоку свердловину Коштіца-1 глибиною понад 4 км, у якій очікують продукцію в косівських, баденських (підгіпсових) і мезозойських відкладах (“Oil&Gas Europa”, вересень 2009).

Отже, інтерпретація матеріалів ГДС з використанням СКА на завершальному етапі зонального прогнозу дала змогу оцінити перспективи нафтогазоносності відкладів мезозою у Лопушнянській підзоні Більче-Волицької зони та обґрунтувати напрями геологорозвідувальних робіт на цій недостатньо вивченій території.

**SEDIMENTATION AND LOGGING ANALYSIS FOR ESTIMATION OF
PROSPECTIVE OF OIL CONTENT OF DEPOSITS OF MESOZOIC ERA AT
LOPUSHNYANY SUBZONE OF BILCHE-VOLYTSYA ZONE**

I. Kupchak, O. Bondarnko, G. Kushta

The use of sedimentation and logging analysis has discovered oil-prospective gaps in the drills and zones upon the area at Mesozoic deposits of Lopushnyany subzone of Bilche-Volytsya zone.

КОЛЕКТОРСЬКІ ВЛАСТИВОСТІ ПІЩАНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ КРЕЙДО-ПАЛЕОГЕНОВОГО ФЛІШУ ВНУТРІШНЬОЇ ЗОНИ ПЕРЕДКАРПАТСЬКОГО ПРОГИНУ ЯК ДІАГНОСТИЧНА ОЗНАКА В РАЗІ ГЕОЛОГІЧНИХ ВИШУКУВАНЬ

П. Пелипчак

ІГГГК НАН України

Внутрішня зона (покрив) Передкарпатського прогину представлена крейдо-палеогеновим флішем та міоценовими моласами, які утворюють переважно антиклінальні лускоподібні складки, нашаровані в декілька ярусів, та ускладнені мережею поздовжніх і поперечних диз'юнктивних порушень (розломи, розриви, скидо-насуви, скидо-зсуви), що характеризує тектонічну будову і є особливістю Внутрішньої зони Передкарпатського прогину.

Умови осадонагромадження й особливості геологічної будови зумовлюють мінливість мінерального складу і варіації колекторських параметрів порід крейдо-палеогенового флішу Внутрішньої зони як з глибиною, так з протяжністю. Області з ліпшими колекторськими властивостями пов'язані з поширенням піщаних фацій.

За даними досліджень кернавого матеріалу, проведених лабораторією фізики пласта ПД “Західукргеологія”, сформовані масиви колекторських параметрів піщаних порід за такими стратиграфічними підрозділами: стрийська світа крейди K_{2st} , ямненська світа палеоцену P_{1jm} , манявсько-вигодсько-бистрицька світа еоцену $P_{2mn-vg-bst}$, менілітова світа олігоцену P_{3m} , в таких нафтопромислових районах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину (з північного заходу на південний схід) – Бориславський, Долинський та Надвірнянський нафтопромислові райони. Побудовано низку асиметричних гістограм пористості й проникності пісковиків.

У крейдових відкладах **стрийської світи переважають** середні значення пористості $K_p=8-11\%$ і максимальні $K_p=12-14\%$ за середніх проникності $K_{пр}=0,8-1\cdot 10^{-3}$ мкм² та максимальній $K_{пр}=10-14\cdot 10^{-3}$ мкм². Ліпші властивості приурочені до Надвірнянського району.

У **ямненській світі палеоцену** домінують пісковики з середніми показниками пористості $K_{п}=7-10\%$ і максимальними $K_{п}=10-12\%$, з середньою проникністю $K_{пр}=0,5-08 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і максимальною $K_{пр}=14-16 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Ліпші властивості приурочені до Бориславського району.

У **вигодській і битрицькій світах еоцену** переважають пісковики з середніми значеннями $K_{п}=10-12\%$ і максимальними $K_{п}=30-35\%$, при $K_{пр}=4-7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ і максимальних значеннях $K_{пр}=120-140 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Ліпші властивості приурочені до Надвірнянського району.

У **менілітовій світі олігоцену** домінують пісковики з середніми значеннями пористості $K_{п}=10-15\%$ і максимальними значеннями $K_{п}=20-22\%$, при середній проникності $K_{пр}=18-24 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ та максимальних значеннях $K_{пр}=250-350 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Ліпші властивості приурочені до Надвірнянського району.

Аналіз гістограм колекторських властивостей піщаних порід крейдо-палеогенового флішу нафтогазоносних (Бориславського, Долинського, Надвірнянського) районів Внутрішньої зони Передкарпатського прогину засвідчує, що використання цих даних у комплексі з іншими геолого-геофізичними даними може сприяти підвищенню ефективності геологорозвідки продуктивних покладів нафти і газу.

**COLLECTING PROPERTIES OF SAND ROCK-COLLECTORS OF
CHALK-PALAEOGENE FLYSCH OF INTERNAL ZONE OF
FORE-CARPATHIAN BEND AS DIAGNOSTIC FEATURE AT
GEOLOGICAL EXPLORATION**

P. Pelypchak

Use of collecting properties of sand rock-collectors of chalk-palaeogenic flysch of oil and gas regions of internal zone of fore-Carpathian bend together with other data of geological and geophysical data can increase the efficiency of geological exploration of productive deposits of oil and gas deposits.

ОБНАРУЖЕНИЕ И КАРТИРОВАНИЕ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ СКОПЛЕНИЙ СВОБОДНОГО ГАЗА В УГЛЕНОСНЫХ БАССЕЙНАХ

С. Левашов^{1,2}, Н. Якимчук^{1,2}, И. Корчагин³, Ю. Пищаный², Д. Божежа²

¹*Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, Киев, Украина,*

²*Центр менеджмента и маркетинга в области наук о Земле при ИГН НАНУ,
Киев, Украина,*

³*Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина,*

Проблема промышленной добычи метана из угольных месторождений (в том числе и в Донбассе) в настоящее время является весьма актуальной. Это обусловлено многими факторами. Во-первых, угольный метан это природный энергетический ресурс, наиболее экологически безопасный из числа ископаемых углеводородов (УВ). Во-вторых, он создает постоянную угрозу безопасности горных работ в шахтах, что требует значительных финансовых, материальных и трудовых затрат для поддержания превентивных мер по защите людей и инженерных сооружений. В-третьих, метану принадлежит второе (после CO₂) место по эффективности поглощения теплового излучения Земли. Наблюдаемые климатические изменения многие специалисты связывают с усилением парникового эффекта, обусловленного в том числе и выбросами в атмосферу метана и продуктов сгорания органического топлива. Поэтому проблема улавливания и утилизации парниковых газов (в том числе и метана) затрагивает Украину, которая ратифицировала Киотский протокол.

В связи с существенным возрастанием мирового потребления энергии специалисты делают ставку на метан из угольных пластов и угленосных толщ, который способен частично заменить природный газ. По предварительным оценкам мировые запасы угольного метана составляют 260 трлн м³. Наиболее значительные его ресурсы сосредоточены в КНР, России, США, Австралии, ЮАР, Индии, Польше, Германии, Великобритании и Украине [3].

Пионерами и лидерами по добыче шахтного метана являются США, где в последние годы она составила 50 млрд м³ в год. В США создана технология извлечения из угольных пластов до 60–80 % метана.

Промышленная технология извлечения и утилизации метана разработана и применяется в Украине. Например, “когенерационная станция, построенная за счёт собственных средств коллектива шахты имени А. Засядько, за время эксплуатации с 2006 года переработала более 124 миллионов кубических метров метана, выработала свыше 420 миллионов киловатт электроэнергии и 107 тысяч гигакалорий тепловой энергии. Ежедневно шахтным метаном заправляются до 150 единиц автотранспортных средств” [2].

Отметим, что в США для выявления наиболее привлекательных площадей выполняют большие объемы буровых работ. К настоящему времени там пробурено уже свыше 20 000 скважин. Однако “из 2,5 тыс. скважин, пробуренных в бассейне Сан_Хуан, лишь 600 оказалось эффективными с дебитом метана до 80 тыс. куб. м в сутки” [3].

Последнее обстоятельство свидетельствует, что повышению эффективности технологий извлечения и утилизации шахтного метана может способствовать применение современных геофизических методов для выбора мест расположения дегазирующих и добывающих скважин в пределах шахтных полей. В этом плане важную роль на стадии выбора мест заложения скважин могут сыграть так называемые “пряме” геофизические методы поисков и разведки скоплений УВ. К последним относится и экспресс-технология, включающая геоэлектрические методы становления короткоимпульсного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) (технология СКИП-ВЭРЗ) [4, 5]. Ниже проанализировано результаты ее применения на трех угольных шахтах Донбасса.

Основная цель исследований в пределах шахтных полей – выявление вдоль отдельного профиля участков скопления свободного газа геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ. Основные задачи: а) обнаружение и картирование геоэлектрических аномалий типа “залежь” (АТЗ) по данным съемки СКИП; б) определение в пределах АТЗ глубин залегания и мощностей аномально поляризованных пластов (АПП) типа “газ” и “нефть” по данным ВЭРЗ; в) оценка возможности применения методов СКИП и ВЭРЗ для поисков скоплений свободного газа в пределах распространения

угленосных формаций; г) определение оптимальных мест расположения дегазационных скважин.

Съемкой методом СКИП обнаружили и картировали зоны скопления свободного газа. Зондированием ВЭРЗ определялись глубины залегания и мощности аномально поляризованных пластов (АПП) типа “газосодержащие пласты”.

Шахта им. А.Ф. Засядько. В 2001 г. методы СКИП и ВЭРЗ впервые использовали на шахте им. А.Ф. Засядько (г. Донецк) для выделения и оконтуривания участков скопления газа и определения оптимальных мест заложения дегазационных скважин.

По данным съемки методом СКИП построена карта эффективного геоэлектрического сопротивления пород для интервала глубин 1 100–1 300 м (рис. 1).

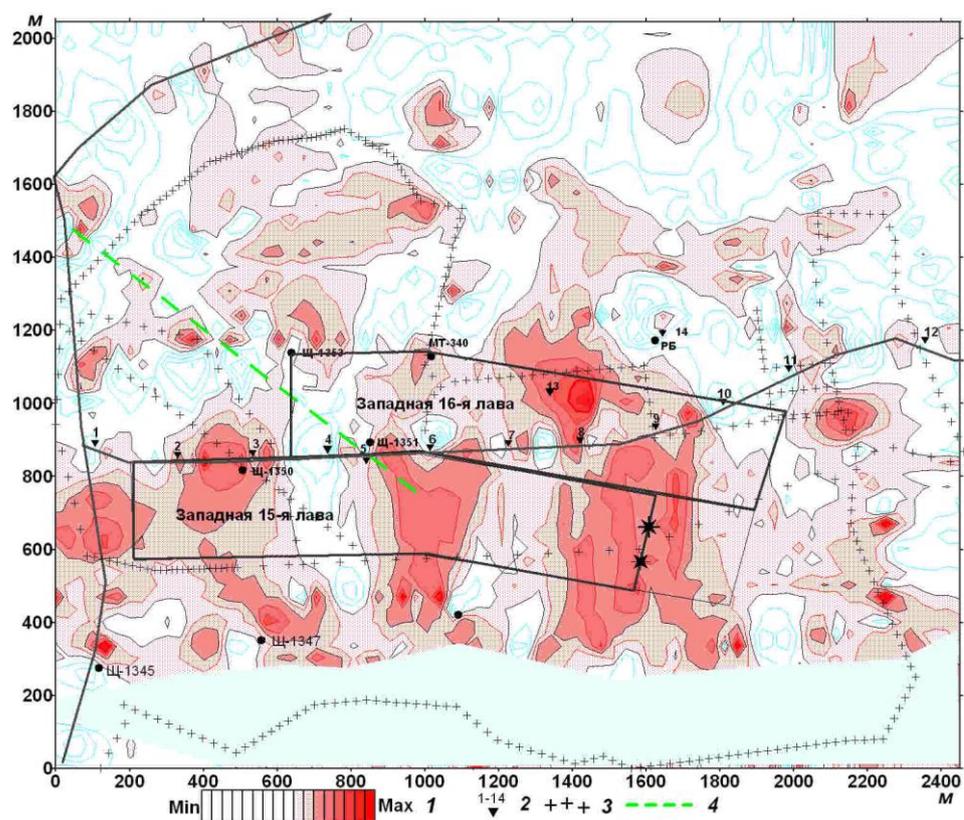


Рис. 1. Карта зон повышенного геоэлектрического сопротивления пород по уровню глубин 1 100–1 300 м в районе 15-, 16-й западной лавы шахты им. Засядько: 1 – шкала относительного сопротивления пород; 2 – точки ВЭРЗ; 3 – точки наблюдений; 4 – сейсмический профиль

Темными участками на карте отображены зоны максимумов геоэлектрического сопротивления, которые для данного разреза обусловлены относительным увеличением газосодержания в породах. Наиболее интенсивные аномалии газосодержания проявились над 15-й Западной лавой и в центральной части проектируемой 16-й Западной лавы.

На рис. 2 показаны результаты зондирования ВЭРЗ над участком 15-й Западной лавы шахты им. Засядько. Зоны повышенного геоэлектрического сопротивления, отмеченные на разрезе более темным цветом, в данном разрезе могут быть обусловлены локальными повышениями газа в породах разреза. Локальные участки такого повышения обнаружены как сверху, так и снизу угольной толщи. Максимальная зона газонасыщения расположена над угольным пластом 15-й Западной лавы.

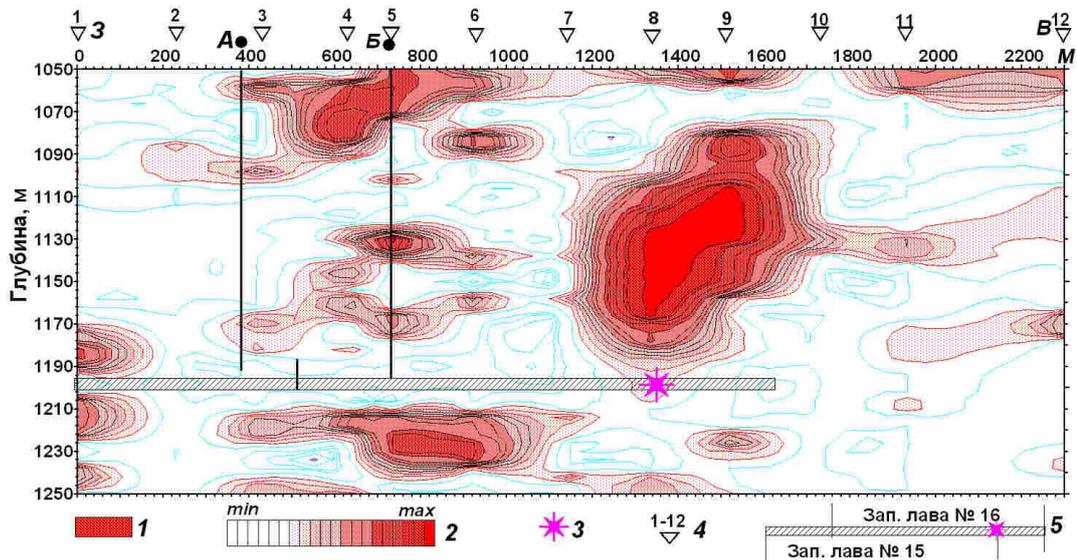


Рис. 2. Геоэлектрический разрез на интервале глубин 1 150–1 250 м по участку Западной лавы № 16 шахты им. Засядько: 1 – предполагаемые участки повышенной газонасыщенности пород; 2 – шкала относительного геоэлектрического сопротивления пород; 3 – проекция на профиль участка забоя Западной лавы № 15; 4 – точки ВЭРЗ; 5 – положение лав. А, Б – скважины.

В целом результаты первых опытных работ свидетельствуют: технологию СКИП-ВЭРЗ можно использовать для: а) определения и картирования участков максимального скопления газа; б) оценки глубины залегания газонасыщенных пород; в) предварительной оценки запасов газа; г) для определения мест оптимального заложения скважин дегазации; д) нахождения интервалов глубин, на которых целесообразно проводить работы по интенсификации добычи газа.

Оперативные геоэлектрические исследования в восточной части горного отвода шахты им. А.Ф. Засядько проведены также методами СКИП и ВЭРЗ в сентябре 2009 г. Они позволили выделить съемкой СКИП шесть участков скопления свободного газа. По данным ВЭРЗ установлены основные интервалы глубин залегания газонасыщенных пород.

В процессе проведения работ получена информация, что в пределах закартированной в 2001 г. геоэлектрической аномалии была пробурена скважина, которая на **протяжении шести последних лет (и в настоящее время) дает неплохие притоки свободного газа.**

Шахта им. М.И. Калинина. В 2005 г. исследованиями в границах шахтного поля закартированы аномальные зоны повышенного газонасыщения разреза, которые соединены в три полосы (рис. 3). Первая полоса расположена на северо-востоке шахтного поля, она продолжается на север и восток за пределы выработки по пласту h_{10} . При продолжении выработок в этих направлениях возможны выбросы угольного газа.

Вторая полоса пересекает шахтное поле с юга на север. На севере аномальная полоса расширяется и продолжается за границы горной выработки. Данная полоса объединяет отдельные аномальные зоны и является наибольшей по интенсивности и размерам.

Третья полоса расположена на западе шахтного поля и представлена в виде отдельных небольших локальных аномальных участков. Все аномальные участки расположены за пределами шахтной выработки по пласту h_{10} .

Зондирование ВЭРЗ проведено в 36 точках, в том числе и в точках размещения забоев двух буровых скважин. Точки зондирования расположены как в границах трех аномальных полос, так и вне их контуров (см. рис. 3). В каждой точке зондирования определяли интервалы залегания и мощности АПП типа “газонасыщенный пласт” и “угольный пласт”. Отметим, что данные ВЭРЗ хорошо коррелируют с данными съемки методом СКИП.

По данным зондирования вдоль профилей построены три схематических геолого-геофизических разреза: профиль 1 проходит через точки ВЭРЗ 2, 3, 4 (рис. 4); профиль 2 – через точки 13, 12, 11, 10, 7, 6; профиль 3 – через точки 15, 14, 10, 9, 5.

Полученные результаты учитывали при разработке рекомендаций по развитию дегазационной системы, методов извлечения газа, построения сети дегазационных скважин.

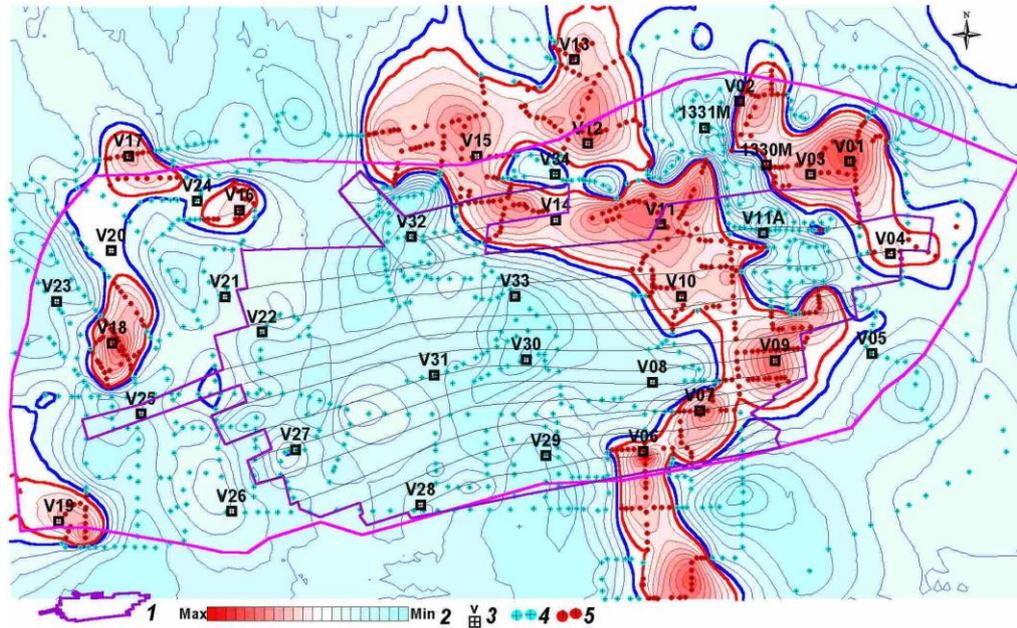


Рис. 3. Карта-схема аномалий СКИП типа «залежь»: 1 – контуры выработки по пласту h_{10} , 2 – шкала интенсивности аномалий СКИП (аномалии типа «газонасыщенный пласт» – красный цвет); 3 – пункты ВЭРЗ; 4 – точки отрицательных значений СКИП; 5 – точки положительных значений СКИП.

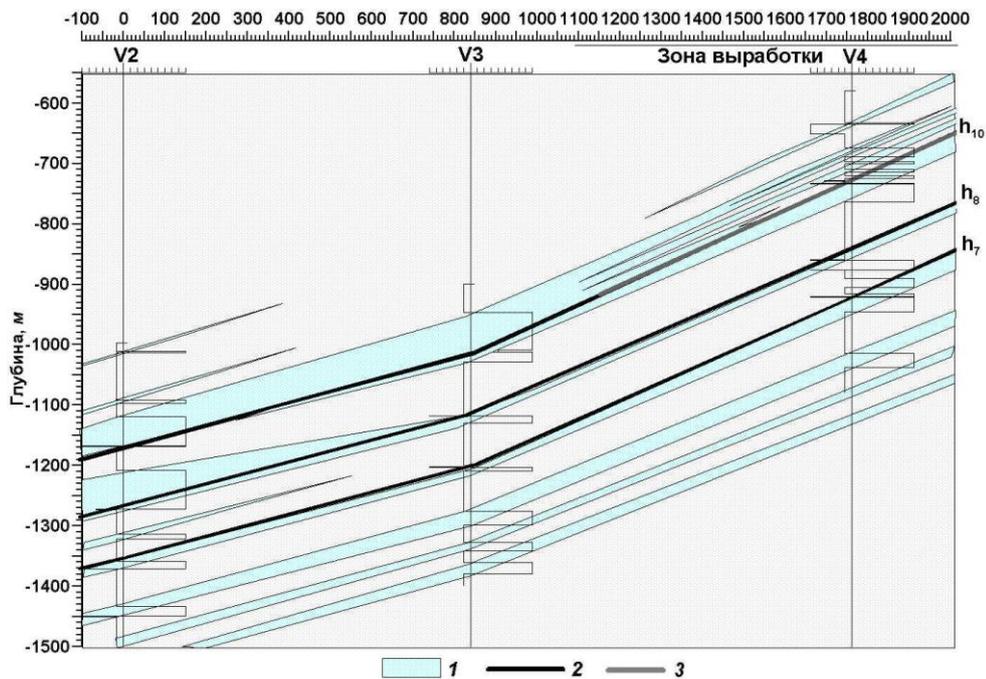


Рис. 4. Схематический геолого-геофизический разрез зон повышенного газонасыщения в интервале залегания угольных пластов h_{10} , h_8 , h_7 вдоль

профиля 1 через точки ВЭРЗ V2, V3, V4: 1 – пласты повышенного газонасыщения; 2 – угольные пласты; 3 – зона выработки.

Шахта Суходольская-Восточная. В 2005 г. с использованием технологии СКИП-ВЭРЗ геоэлектрические работы проведены на площади шахтного поля шахты Суходольская-Восточная. Съемкой методом СКИП в пределах шахтного поля закартировано шесть локальных зон типа «зоны повышенного газосодержания» (рис. 5). Зоны проявляются как аномалии повышенной поляризации и повышенного геоэлектрического сопротивления пород угольного разреза. Для угольного разреза выявленные аномалии обусловлены скоплениями свободного метана в тектонически ослабленных зонах при условии существования вышележащих отложений, экранирующих залежи газа.

Наиболее интенсивная аномалия 1 вытянута вдоль Дуванного надвига и расположена в его лежащем крыле (см. рис. 5). Наиболее интенсивные значения поля СКИП зафиксированы в восточной и центральной частях зоны. По данным ВЭРЗ в интервале глубин 350–1 000 м разреза выделено несколько АПП типа “газосодержащий пласт”. Средняя мощность пластовых тел 8–10 м, наиболее мощные АПП расположены в интервалах глубин: 742–762 (Н = 20 м), 763–773 (Н=10 м), 835–846 (Н=11 м), 938–948 (Н=10 м), 1 030–1 041 м (Н=11 м).

Аномалия 6 закартирована в восточном крыле шахтного поля, она вытянута в субмеридианальном направлении. Здесь пробурены дегазационные скважины, которые дают притоки газа. Вертикальный разрез зоны по профилю 2-2а показан на рис. 6.

В пределах шахтного поля шахты Суходольская-Восточная выделена система субширотных и субмеридиональных тектонических нарушений. Основным тектоническим нарушением на площади является Дуванный надвиг субширотного простирания. В «лежащем» крыле надвига сформирована небольшая антиклинальная зона, которая хорошо проявляется на карте кровли угольного пласта. Параллельно надвигу в северном направлении выявлены два мелкоамплитудных нарушения. Вдоль одного из них образована аномалия 2.

Субмеридиональные нарушения образуют ослабленные тектонические зоны, к которым приурочены геоэлектрические аномалии 3, 4, 5, 6.

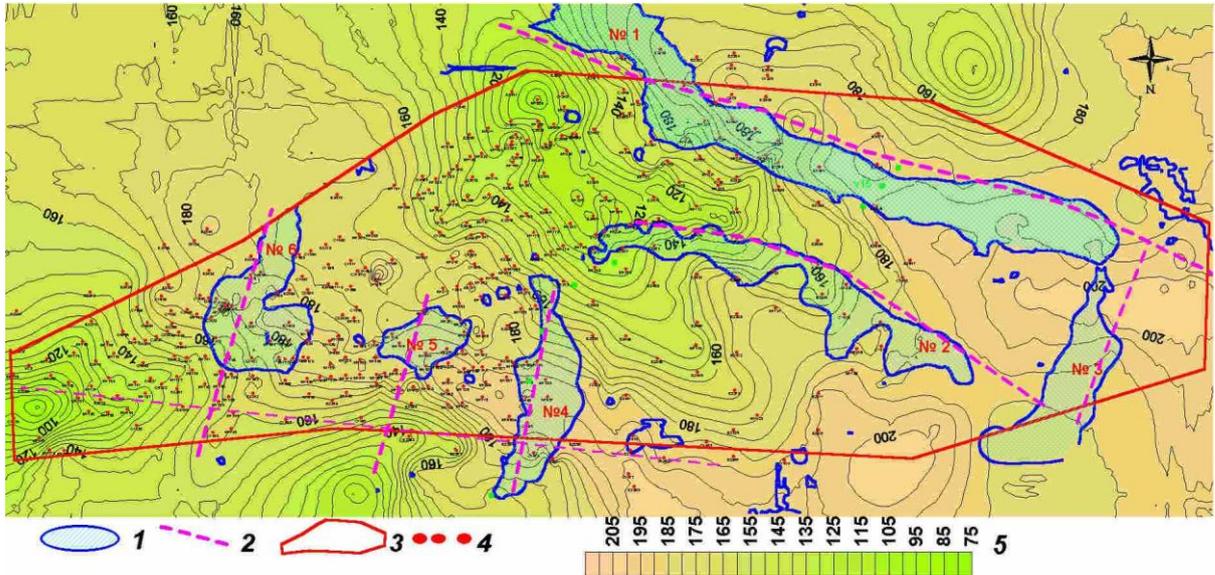


Рис. 5. Карта аномальных зон и тектонических нарушений та топографической основе местности шахты Суходольская-Восточная: 1 – аномальные зоны типа “скопления свободного метана” 1-6; 2 – тектонические нарушения; 3 – контуры шахтного поля; 4 – скважины: С,Е,М,Ж,Д; 5 – шкала абсолютных отметок рельефа местности.

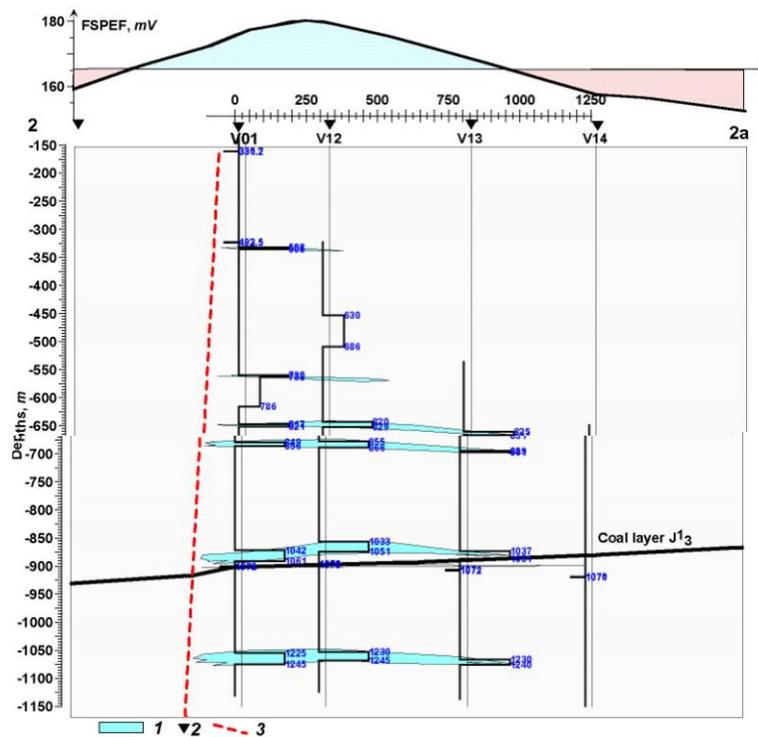


Рис. 6. Вертикальный геоэлектрический разрез через аномалию 6 по профилю 2-2а: 1 – АПП типа “газосодержащий пласт”; 2 – точки ВЭРЗ; 3 – тектоническое нарушение.

В пределах выделенных зон повышенного содержания метана, рекомендованы оптимальные места для бурения дегазационных скважин.

По данным исследований подсчитаны запасы свободного метана [1]. В заключении публикации [1] отмечено: “в границах поля шахты “Суходольская-Восточная” выделено 6 локальных зон, в которых содержится от 18 до 27 млн. м³ свободного метана. **В пределах двух зон скопления свободного метана были пробурены дегазационные скважины, из которых до подхода горных работ наблюдалось интенсивное газовыделение, чем подтверждается точность определения аномальных зон**”.

Анализ публикаций, описывающих опыт добычи метана в США, а также представленных выше результатов применения технологии СКИП-ВЭРЗ в Донбасском угольном бассейне позволяет констатировать следующее.

1. В пределах шахтных полей Донбасса имеются отдельные участки, на которых присутствуют скопления свободного газа (метана).

2. В определенных геолого-тектонических условиях (в зонах развития надвигов и разломов, в частности) могут формироваться микро-месторождения метана.

3. Геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ позволяют оперативно выявлять и картировать зоны свободного метана, а также определять глубины их залегания.

4. Зоны скопления свободного газа занимают примерно четвертую часть шахтных полей (по геоэлектрическим данным).

5. Результаты выполненных исследований свидетельствуют, что технология СКИП-ВЭРЗ можно успешно применять для обнаружения и картирования зон скопления свободного газа в пределах распространения угленосных формаций. Применение экспресс-технологии прямых поисков скоплений УВ геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ позволит существенным образом сократить расходы на добычу и утилизацию метана в Донбассе и в других угольных бассейнах мира.

-
1. *Антипов И.В., Гуменюк А.Н.* Геоэлектрические исследования массива горных пород и определение запасов свободного метана. Геотехнології та управління виробництвом ХХІ сторіччя. Т. 1. / За заг. ред. Ю.Ф. Булгакова, С.С. Гребьонкіна, Донецьк: ДонНТУ, 2006. С. 191-196.
 2. *Звягильский Е.Л.* Рынок в своей основе должен быть организован. Голос Украины, 2009. № 42 (4542). 07.03.2009. http://zasyadko.net/m1/ru/trade/tech_sovet.
 3. *Карасев Г.* Угольный метан – враг и друг. Российские недра, 2007. № 1(36). <http://www.rosnedra.com/data/Files/File/470.pdf>.
 4. *Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. и др.* Обнаружение и картирование геоэлектрическими методами зон повышенного газонасыщения на угольных шахтах. Геофизика. 2006. Т. 2. С. 58–63.
 5. *Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Червоний Н.П.* Экспресс-технология прямых поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами. Нефтяное хозяйство. 2008. Т. 2. С. 28–33.

DETECTION AND MAPPING OF THE FREE GAS ACCUMULATION WITHIN THE COAL-BEARING BASINS BY GEOELECTRIC METHODS

S. Levashov, N. Yakymchuk, I. Korchagin, Ju. Pischaniy, D. Bozhezha

The practical experience of experimental application in 2001-2009 of nontraditional geoelectric methods of forming short-pulsed electromagnetic field (FSPEF) and vertical electric-resonance sounding (VERS) (FSPEF-VERS express-technology) on the local area of three coal mine in the Donbas region are given. The anomalous geoelectric zones of gas (free methane) type were revealed and mapped on investigation areas by FSPEF method survey. The bedding depths and thicknesses of the anomalous polarized layers (APL) of gas type were determined by VERS sounding. The optimal places for the degassing borehole locations were delineated on measurements data by the FSPEF-VERS methods. The experiment results testify of practical possibility of the FSPEF-VERS technology using for the free gas (methane) accumulations exploration and prospecting within the coal mines and coal-bearing series spreading, as well as they are one more weighty arguments for practicability of the more broad using of FSPEF-VERS methods in geological prospecting process for oil and gas. The application of the FSPEF-VERS technology can promote for increasing the efficiency of existing technology of the coal mine methane capturing and utilization.

