

УДК 622.411.332:533.17

Приходченко О.В., канд. геол. наук
(ІГТМ НАН України)

**ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНІ ЧИННИКИ ФОРМУВАННЯ СКУПЧЕНЬ
МЕТАНУ В ПІДРОБЛЕНОМУ ВУГЛЕПОРОДНОМУ МАСИВІ**

Приходченко А.В., канд. геол. наук
(ІГТМ НАН України)

**ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ
СКОПЛЕНИЙ МЕТАНА В ПОДРАБОТАННОМ УГЛЕПОРОДНОМ
МАССИВЕ**

Prykhodchenko O.V., Ph.D. (Geol.)
(IGTM NAS of Ukraine)

**MINING AND GEOLOGICAL FACTORS OF METHANE
ACCUMULATION IN THE UNDERMINED COAL-ROCK MASSIF**

Анотація. Робота присвячена визначенню гірничо-геологічних умов, що впливають на перерозподіл метану в підробленому вуглепородному масиві, та встановленню закономірностей накопичення техногенних ресурсів метану залежно від геологічної будови вугленосної товщі. Ґрунтуючись на результатах досліджень, встановлено, що для Донецько-Майківського району Донбасу характерним є збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в підробленому вуглепородному масиві в напрямку з південного заходу на північний схід. Визначено, що основним чинником збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках у північно-східному напрямку є збільшення глибини залягання вугленосної товщі, а для вугільних пластів-супутників – збільшення їх кількості та потужності в цьому напрямку.

Ключові слова: метан, підроблений вуглепородний масив, пісковики, закриті шахти.

Вступ. В умовах сьогодення в Україні спостерігається стійка тенденція скорочення кількості вугільних шахт. Окрім того, вже є велика кількість старих закритих шахт, тому проблема вилучення метану з вуглепородного масиву і гірничих виробок закритих шахт є актуальною як з економічних, так і з екологічних позицій. Зараз на території української частини Донбасу нараховується близько 120 закритих шахт, така ж кількість шахт визнана безперспективними і їх готують до консервації та поетапної ліквідації. Процес закриття супроводжується подальшим виділенням метану, як в погашені або ізольовані виробки, так і в вироблений простір зупинених очисних вибоїв. При цьому, з часом, метан мігрує по техногенним тріщинам до земної поверхні створюючи загрозу населенню та об'єктам, що розміщені на території гірничого відводу закритої шахти. Окрім того втрачається значна кількість метану, який є екологічно чистим видом палива. Визначення гірничо-геологічних умов перерозподілу метану в підробленому вуглепородному масиві дозволить здійснити реалізацію розробок з надійного встановлення параметрів розповсюдження техногенних покладів

метану, що надасть можливість залучити додаткові енергоресурси та поліпшити екологічні умови вуглевидобувних регіонів шляхом видобутку та утилізації метану закритих шахт та відроблених ділянок діючих.

Методика розрахунку концентрації накопичених техногенних ресурсів метану.

Формування техногенних скупчень метану відбувається в результаті просідання порід покрівлі, їх розущільнення і виділення вільного та десорбованого газу в гірничі виробки, а також в тріщинуваті зони вуглепородного масиву. В результаті розущільнення підробленої товщі порід змінюється проникність масиву, що було підтверджено в роботах [1-4]. Відбувається частковий вихід газу до гірничих виробок та знижується тиск флюїдів в масиві. Дослідження закономірностей зміни тиску та проникності порід після проведення гірничих робіт дозволить оцінити накопиченні техногенні ресурси метану в підробленому гірському масиві.

Найбільш точні данні щодо зміни тиску в масиві можна отримати шляхом прямих замірів випробовувачем пластів при бурінні свердловини на відроблений простір, однак, на практиці, такі виміри виконуються дуже рідко. За результатами даних замірів тиску в свердловинах, що були пробурені на підроблену товщу порід на полі шахти ім. О.Ф. Засядька та «Чайкіно», був зроблений висновок, що існує тенденція до збільшення тиску флюїдів, які насичують вуглепородний масив, нагору за розрізом від відробленого вугільного пласта і була запропонована лінійна залежність збільшення тиску флюїдів нагору за розрізом від відробленого вугільного пласта до верхньої границі зони впливу підробки, на якій тиск відповідає значенню в непорушеному гірничими роботами масиві. Лінійну залежність зміни тиску флюїдів у підробленому вуглепородному масиві $P_{n.m}$ (Па) можна виразити як функцію відстані за нормаллю від покрівлі відробленого вугільного пласта до шару порід, в якому визначається тиск, або відобразити залежністю

$$P_{n.m} = ah\rho_g g,$$

де a – коефіцієнт, що враховує висоту зони впливу підробки та глибину залягання відробленого вугільного пласта; h – відстань за нормаллю від покрівлі відробленого вугільного пласта до шару порід, в якому визначається тиск; ρ_g – густина води, що дорівнює 1000 кг/м^3 ; g – прискорення вільного падіння, м/с^2 . Коефіцієнт a визначається для кожної свердловини окремо та залежить від висоти підробленого масиву та тиску флюїдів у зоні початку розущільнення товщі, тобто

$$a = \frac{0,0085H_n}{h_m},$$

де H_n – глибина верхньої границі зони підробки (від поверхні), м; h_m – висота

зони впливу підробки (від відробленого пласта), м. Встановлена залежність зміни тиску дозволяє розрахувати його значення в будь-якій частині вуглепородного масиву.

Зіставлення розрахункових значень тиску в підробленому вуглепородному масиві зі значеннями в непорушеному показує його значне зниження, що було викликано збільшенням порожнистості в масиві. Як було встановлено в роботі [5] суттєвого збільшення ефективної пористості після підробки не відбувається. Основний вплив на зміну проникності підробленого вуглепородного масиву відіграють тріщини. Визначення межі зони порушення вуглепородного масиву тріщинами дозволить умовно поділити його на дві зони: перша – зона порушена тріщинами, з якої газ дренає до лави, та друга – зона зі збільшеними значеннями проникності (відносно до непорушеного стану), з якої газ поступово дренає до першої зони акумулюючись в ній та утворюючи техногенні скупчення метану. Таким чином, зміна проникності викликана тріщинами (тріщиною порожністістю $k_{e.m.}$). Ефективна пористість пісковиків та ефективна тріщинна порожністість $k_{e.m.}$ утворюють інтегральну ефективну порожністість $k_{i.e.n.}$ [1].

Виходячи з розрахунків, наведених в роботі [1] інтегральну ефективну порожністість $k_{i.e.n.}$ можливо виразити як відношення тиску в непорушеному масиві P_{nl} до тиску в розущільненому $P_{n.m.}$, помножене на коефіцієнт ефективної пористості $k_{e.n.}$

$$k_{i.e.n.} = \frac{P_{nl} \cdot k_{e.n.}}{P_{n.m.}}.$$

Існує логарифмічна залежність зміни газопроникності від відкритої пористості. За результатами замірів відкритої, ефективної пористості та газопроникності пісковиків в роботі [1] була встановлена експоненціальна залежність між значеннями коефіцієнту газопроникності $k_{np.}$ та ефективної пористості $k_{e.n.}$, яка у відкоригованому стані виглядає як

$$k_{np.} = e^{k_{e.n.} - 5}.$$

У випадку підробленого вуглепородного масиву замість коефіцієнта ефективної пористості слід використовувати коефіцієнт інтегральної ефективної порожнистості, оскільки зміна проникності викликана техногенною тріщинуватістю, і після цього розрахувати інтегральний коефіцієнт проникності підробленого вуглепородного масиву. За результатами розрахунків стає можливим виділити зону, порушену тріщинами, і поділити підроблений масив на зони «повільного» та «швидкого» газу. Границю між зонами доцільно провести за значенням інтегральної проникності $1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, нижче якої породи стають вже не проникними, що дозволяє віднести вуглепородний масив в зоні «швидкого» газу до промислових колекторів V класу.

Для перевірки розрахунків з визначення зон «повільного» та «швидкого» га-

зу було використано метод, що ґрунтується на зіставленні значень статичного тиску, які були розраховані за рівнем води в свердловині, пробурений на підроблений вуглепородний масив, зі значеннями гідростатичного тиску. За отриманими результатами визначався коефіцієнт зниження статичного тиску в свердловині $k_{з.с.м}$, який вказує відносне відхилення тиску від гідростатичного. В не порушеному вуглепородному масиві значення коефіцієнта $k_{з.с.м}$ має бути близьким до 0,8 – 0,9, тобто 80 – 90 % від гідростатичного тиску, тобто відхилення коефіцієнта дозволить точно визначити межі зон, в яких у результаті підробки та міграції флюїдів до гірничих виробок відбулося зниження тиску. Встановлені межі зон «швидкого» та «повільного» газу, які розраховані обома способами, збігаються, що дозволяє за відсутності замірів рівня води в свердловині використовувати лише метод, що ґрунтується на оцінці зміни інтегральної проникності.

Для розрахунку значення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану необхідно встановити інтервал, який внаслідок проведення гірничих робіт був порушений та виділити в ньому зони «швидкого» та «повільного» газу. Оскільки проникність в зоні «швидкого» газу досягає великих значень (більше $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$), газ з цієї зони під час видобутку вугілля поступає до працюючої лави і виноситься системами вентиляції та дегазації на поверхню, таким чином не беручи участі у формуванні техногенних скупчень метану. Із зони «повільного» газу метан поступово потрапляє до порушеної тріщинами зони «швидкого» газу та старих гірничих виробок, створюючи техногенні поклади метану. Таким чином, техногенний колектор формується в зоні «швидкого» газу та в старих гірничих виробках, але наповнюватися він буде метаном із зони «повільного» газу. Отже, для оцінки концентрації накопичених техногенних ресурсів метану необхідно розрахувати та скласти ресурси метану у вугільних пластах та пісковиках, розташованих у зоні «повільного» газу. В інтервалі зони «повільного» газу розраховується концентрація ресурсів метану для пісковиків потужністю більше 5 м та вугільних пластів-супутників потужністю від 0,2 м та більше. Розрахунок концентрації ресурсів у пісковиках ($P_{пз}$) виконується за формулою

$$P_{пз} = \sum_{i=1} x_{ni} m_{ni},$$

де x_{ni} – газонасність пісковиків, $\text{м}^3/\text{м}^3$; m_{ni} – потужність шару пісковика, м.

Концентрація ресурсів метану у вугільних пластах та прошарках ($P_{вз}$) розраховується за формулою:

$$P_{вз} = \sum_{i=1} (x_{gi} - x_{goi}) m_g \rho_{гыз},$$

де x_{gi} – пластова газонасність вугільного пласта-супутника, $\text{м}^3/\text{т}$; x_{goi} – пластова залишкова газонасність вугільного пласта-супутника, $\text{м}^3/\text{т}$; m_g –

потужність вугільного пласта-супутника, м; $\rho_{\text{вуг}}$ – пластова густина вугільного пласта-супутника, т/м³.

Розрахунок концентрації накопичених техногенних ресурсів метану виконується для кожної окремої свердловини і являє собою суму значень концентрації ресурсів метану в пісковиках та пластах-супутниках, розташованих у зоні «повільного» газу:

$$P_z = P_{nz} + P_{\text{вз}}.$$

Встановлення регіональних закономірностей зміни концентрації накопичених техногенних ресурсів метану

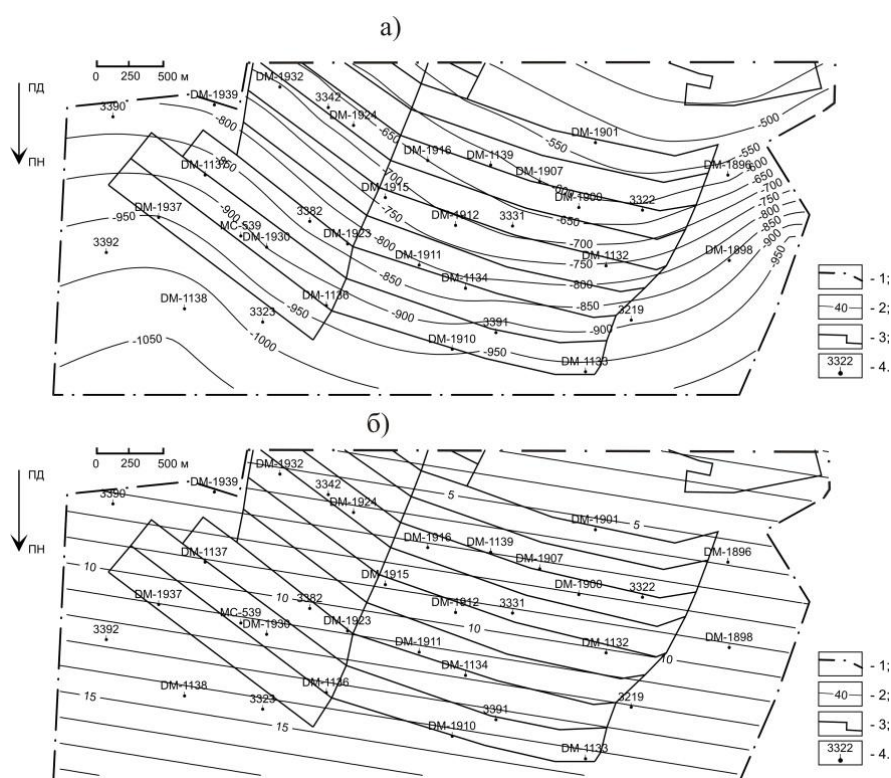
Для прогнозу та виділення зон перспективних на скупчення техногенного метану необхідно оцінити регіональні залежності зміни концентрації накопичених техногенних ресурсів метану. З метою вирішення цієї задачі необхідно простежити зміну концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в просторі. Для регіональної оцінки геологічних факторів було обрано Донецько-Макіївський геолого-промисловий район Донбасу. Для локальних оцінок обрано низку шахтних полів: шахта ім. О.Ф. Засядька, «Чайкіно» та шахта ім. В.М. Бажанова. Для наведених шахтних полів, за даними геологорозвідувальних свердловин, було виконано розрахунки концентрації накопичених техногенних ресурсів метану за методикою наведеною вище.

Грунтуючись на результатах розрахунків концентрації накопичених техногенних ресурсів метану для шахт Донецько-Макіївського району було встановлено збільшення ресурсів в північно-східному напрямку. Однією з характерних рис будови середньокам'яновугільних відкладів в Донецько-Макіївському районі є послідовне і закономірне збільшення потужності вугленосних свит в напрямку з південного-заходу, де сумарна потужність свит складає 1800 – 1900 м, на північний схід, де вона дорівнює 3400 – 3450 м. Однак, проаналізувавши за розрізами свердловин геологічну будову масиву було встановлено, що в межах шахтного поля зміна потужності вугленосної світи впливає лише на зміну сумарної концентрації накопичених техногенних ресурсів метану вугільних пластів-супутників, не впливаючи суттєво на цей показник для пісковиків, оскільки зі збільшенням потужності світи збільшується потужність вугільних пластів та їх кількість, в той час, як потужність пісковиків, в межах шахтного поля, лишається майже незмінною.

В роботі [10] встановлено збільшення потенційної газонасиченості пісковиків з глибиною і максимальні значення досягаються на глибині близько 1500 м, після чого відбувається їх зниження. Оскільки відроблені гірничі виробки розташовані до глибини 1500 м, то розглядаючи техногенні скупчення метану можна вважати, що чинником збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках з глибиною є збільшення їх потенційної газонасиченості. Було виконано зіставлення напрямків занурення вугільного пласта, який було відроблено з напрямком збільшення

концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках. З цією метою були побудовані гіпсометричні карти та карти апроксимуючих поверхонь концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках.

На шахті ім. О.Ф. Засядька (рис. 1 а) простягання пласта l_1 , в районі ділянки, що досліджується, північно-східне з азимутом падіння від 15 до 40°. Залягання, близьке до моноклінального, ускладнене пологими перегинами за простяганням. Відмітка підшови пласта змінюється від - 400 м на південному заході до - 1100 м в північно-східній частині. Концентрація накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках (рис. 1 б) збільшується в північно-східному напрямку з азимутом 12°.



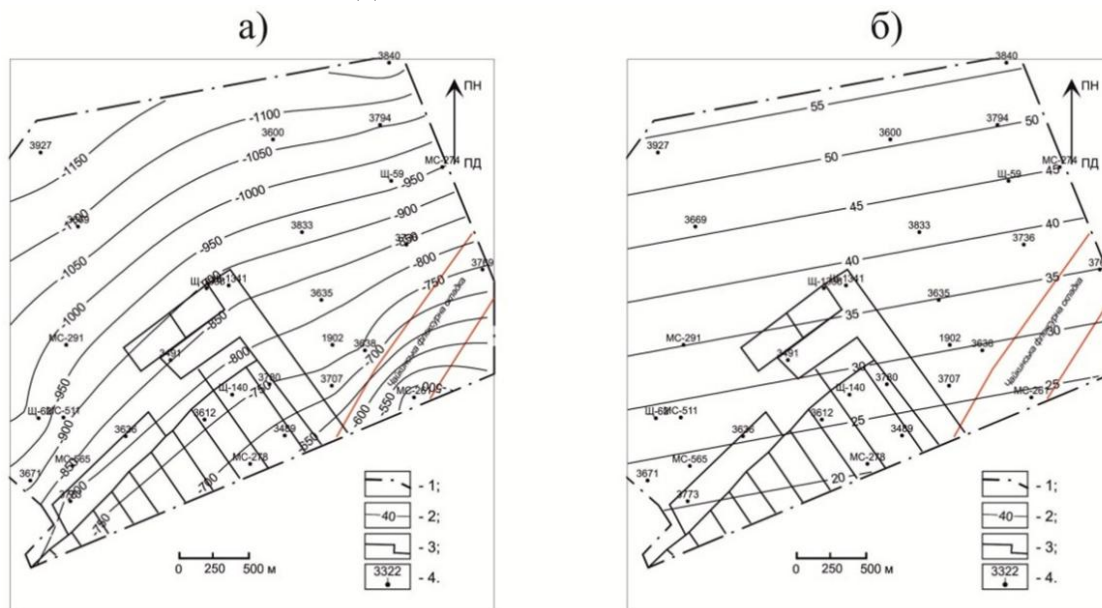
1 – границі шахтного поля; 2 – ізолінії відмітки підшови вугільного пласту, м (а); ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках, $\text{м}^3/\text{м}^2$ (б); 3 – границі відробленого простору по вугільному пласту; 4 – геологорозвідувальні свердловини

Рисунок 1 – Гіпсометрична карта підшови пласта l_1 (а) та апроксимуючої поверхні концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках (б) над пластом l_1 на полі шахти ім. О.Ф. Засядька

Мінімальне значення концентрації накопичених техногенних ресурсів в пісковиках в районі свердловин ДМ-1924, ДМ-1896, ДМ-1139 та низці інших. В цих свердловинах розрахункові значення наближуються до нуля, оскільки пісковики в зоні впливу підробки розташовані близько до відробленого пласту та були дегазовані під час проведення гірничих робіт. Максимальні значення отримані в районі свердловин ДМ-1134 та ДМ-1937 і

становлять $23,6 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $21,7 \text{ м}^3/\text{м}^2$ відповідно. Таким чином, порівнявши обидві карти видно, що азимут напрямку збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану є близьким до азимуту занурення вугленосної товщі.

На шахті «Чайкіно» вугільний пласт m_3 має моноклинальне залягання ускладнене перегинами та занурюється в північно-західному напрямку з азимутом $310 - 350^\circ$ (рис. 2 а). Мінімальні позначки глибини підосви вугільного пласта -500 м в південно-західній частині шахтного поля в районі свердловини МС-261. Максимальні позначки (-1170 м) в районі свердловини № 3927 у північно-східній межі шахтного поля. Порівнюючи із картою апроксимуючої поверхні концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках (рис. 2 б) отримуємо можливість зробити висновок, що в цілому напрямок збільшення концентрації збігається з азимутом занурення вугленосної товщі і має азимут 345° . Мінімальне значення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках отримано по свердловині № 3707 і становить $11,7 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Найбільші значення отримані в районі свердловин Щ-59 ($78,7 \text{ м}^3/\text{м}^2$) та № 3600 ($73,3 \text{ м}^3/\text{м}^2$). Таким чином, існує зв'язок між значеннями концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках та глибиною залягання вугленосної товщі в якій формуються техногенні поклади.

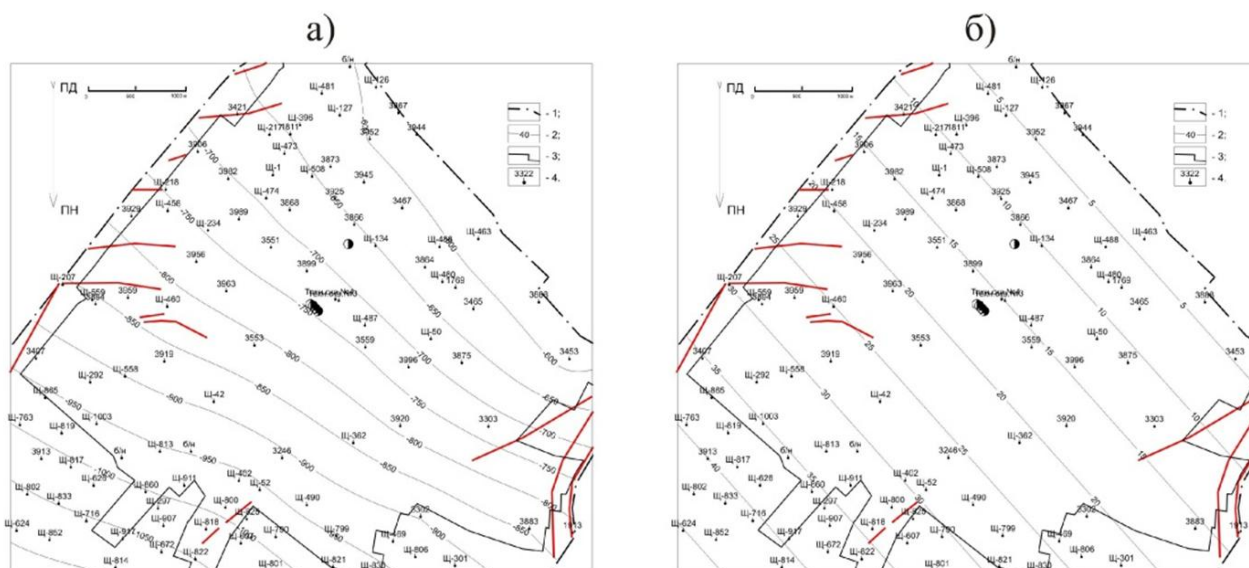


1 – границі шахтного поля, 2 – ізолінії відмітки підосви вугільного пласту, м (а); ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану, $\text{м}^3/\text{м}^2$ (б), 3 – границі відробленого простору по вугільному пласту, 4 – геологорозвідувальні свердловини

Рисунок 2 – Гіпсометрична карта підосви пласта m_3 (а) та апроксимуючої поверхні концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках (б) над пластом m_3 на полі шахти «Чайкіно»

На полі шахти ім. В.М. Бажанова вугільний пласт m_3 також має моноклинальне залягання ускладнене невеликими перегинами за простяганням.

Пласт занурюється в північно-східному напрямку з азимутом $30 - 45^\circ$. Відмітки підосви вугільного пласта становлять від -550 м в районі свердловин № 3867 та № 3944 до -1180 м в районі свердловин Щ-852 та Щ-814. За даними геологорозвідувальних свердловин побудована гіпсометрична карта підосви вугільного пласта m_3 , яка наведена на рис. 3 а. За результатами розрахунків концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках побудовано карту апроксимуючої поверхні (рис. 3 б). Мінімальні значення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках отримані в районі свердловин Щ-624, Щ-474 та № 3551 і становлять близько $5 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Максимальні значення в районі свердловин Щ-207 та Щ-817 і складають $66,8 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $62,7 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках відбувається в північно-східному напрямку з азимутом 45° . Отже, порівнюючи обидві карти приходимо до висновку, що азимуту занурення вугленосної товщі та збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках збігаються.



1 – границі шахтного поля, 2 – ізолінії відмітки підосви вугільного пласту, м (а);
ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану, $\text{м}^3/\text{м}^2$ (б),
3 – границі відробленого простору по вугільному пласту, 4 – геологорозвідувальні
свердловини; 5 – розривні тектонічні порушення

Рисунок 3 – Гіпсометрична карта підосви пласта m_3 (а) та апроксимуючої поверхні концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в пісковиках (б) над пластом m_3 на полі шахти ім. В.М. Бажанова

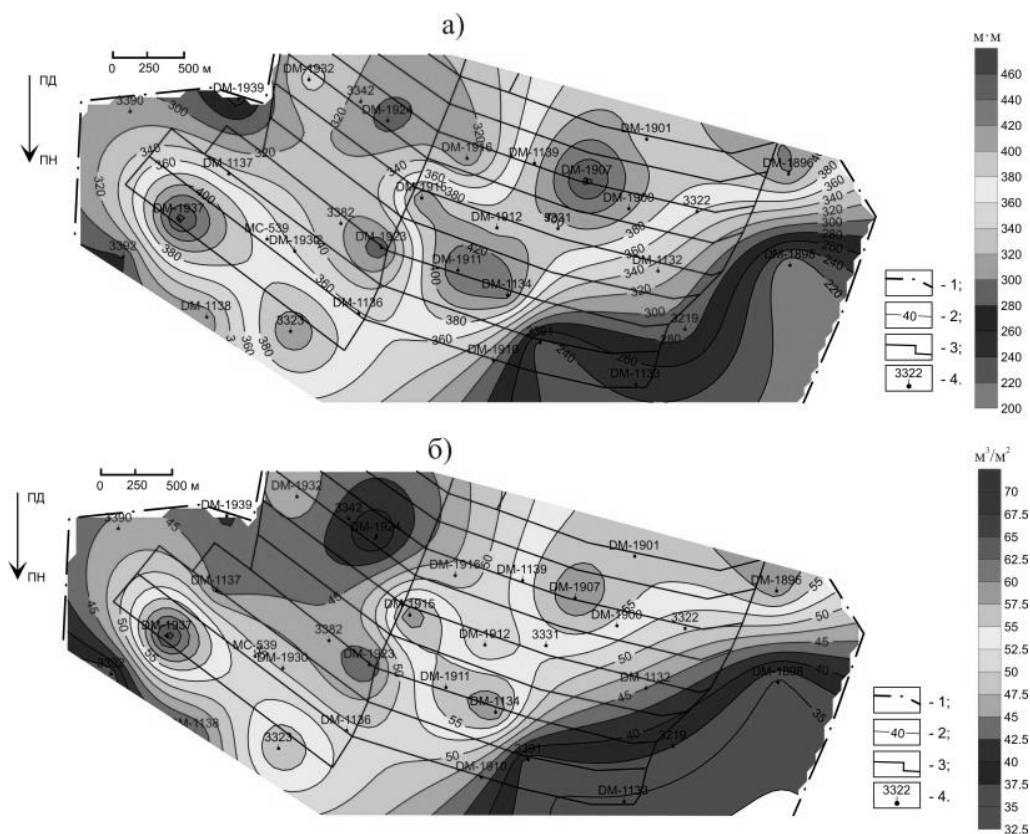
Для перевірки припущення, що основним чинником, який впливає на збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках в північно-східному напрямку є збільшення потужності вугленосних свит було введено коефіцієнт будови підробленого масиву для вугільних пластів $k_{б.м.в.}$, який характеризує будову підробленої вуглепородної товщі. Коефіцієнт враховує кількість, потужність, та розташування вугільних пластів-супутників в зоні «повільного» газу і розрахову-

ється за кожною свердловиною. Коефіцієнт будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників розраховується за даними геологорозвідувальних свердловин для кожного пласту і являє собою суму добутків потужності кожного пласта-супутника на його відстань до підшови відпрацьованого вугільного пласту:

$$k_{б.м.в.} = \sum (m_{ei} \cdot M_{ei} + m_{e2} \cdot M_{e2} + \dots + m_{ei} \cdot M_{ei})$$

де $m_{e1, e2, \dots, ei}$ – потужність вугільного пласту, м; $M_{e1, e2, \dots, ei}$ – відстань від підшови відробленого вугільного пласта до вугільного пласта чи пропластку, що досліджується, м.

На шахті ім. О.Ф. Засядька розрахунок коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників над пластом I_1 було виконано за даними 22 геологорозвідувальних свердловин (рис. 4).



1 – границі шахтного поля; 2 – ізолінії коефіцієнту будови вуглепородного масиву (а), ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану (б); 3 – границі відробленого простору по вугільному пласту; 4 – геологорозвідувальні свердловини

Рисунок 4 – Карта ізоліній коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників, м·м (а) та ізоліній концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках м³/м² (б) над пластом I_1 на полі шахти ім. О.Ф. Засядька

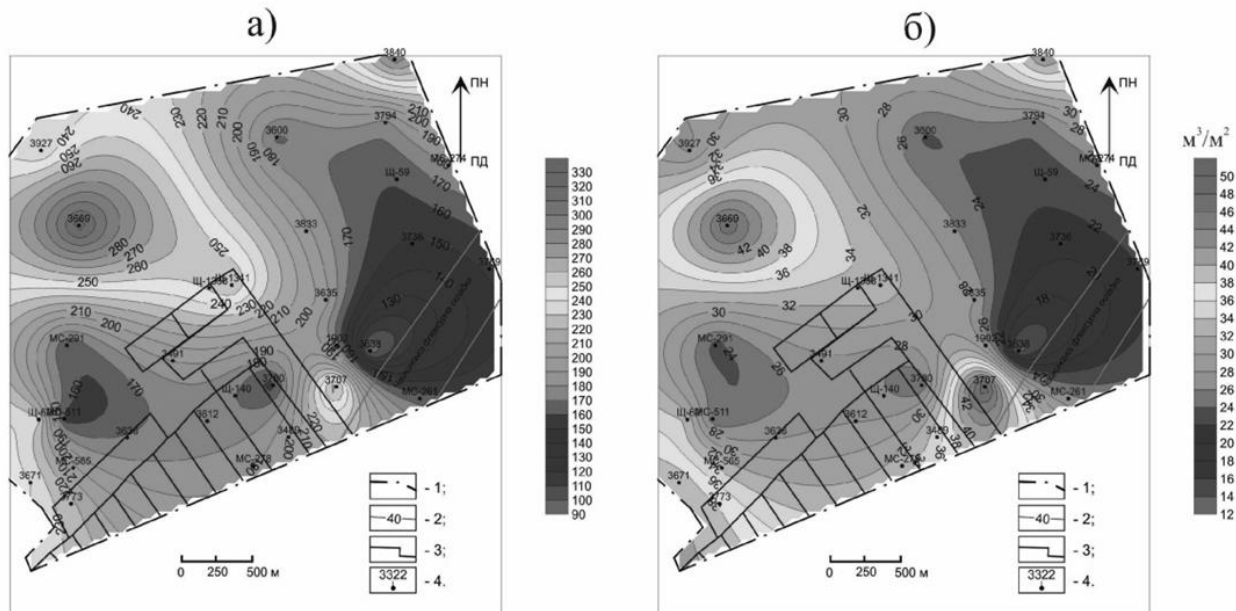
Над відробленим вугільним пластом, в зоні «повільного» газу, розташовано від двох до чотирьох вугільних пластів та пропластків, основними з

яких є l_4 , l_5 , l_7^1 та l_8 . Мінімальне значення коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників в районі свердловин ДМ-1898 (199,7 м·м) та № 3391 (228,7 м·м). Свердловиною ДМ-1898 в зоні «повільного» газу були перебудурені чотири вугільні пласти-супутники: l_4 (потужність (m) 0,4 м, відстань від підшови вугільного пласта l_1 (M) 63,8 м), l_5 ($m = 0,4$ м, $M = 97,6$ м), l_7^1 ($m = 0,5$ м, $M = 101,2$ м) та l_8 ($m = 0,4$ м, $M = 211,4$ м). Свердловиною № 3391 перебудурені два вугільні пласти l_4 ($m = 1,15$ м, $M = 78,2$ м) та l_8 ($m = 0,64$ м, $M = 216,85$ м).

Максимальні значення коефіцієнту отримані для свердловини ДМ-1937, яка розташована в північно-східній частині ділянки шахтного поля, що досліджується. Значення коефіцієнту досягає значення 543,4 м·м. Таке значення зумовлене наявністю в покрівлі вугільного пласту l_1 чотирьох вугільних пластів-супутників достатньо великої потужності та розташованих на оптимальній для формування покладів техногенного метану відстані від гірничих виробок. Це пласти l_4 (потужність (m) 1,1 м, відстань від вугільного пласта l_1 (M) 72,9 м), l_5 ($m = 0,35$ м, $M = 110,6$ м), l_7^1 ($m = 1,3$ м, $M = 180,0$ м) та l_8 ($m = 0,6$ м, $M = 197,0$ м). Для порівняння на рис. 4 (б) наведено карту ізоліній концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках над пластом l_1 . Мінімальні значені концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах супутниках відмічені в районі свердловин ДМ-1898 та № 3392 і складають $34,0 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $35,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$ відповідно. Максимальні значення в районі свердловини ДМ-1937 ($67,2 \text{ м}^3/\text{м}^2$). Порівнявши обидві карти отримуємо можливість зробити висновок, що ділянки шахтного поля з високими значеннями коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників співпадають з зонами високих значень концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках.

На шахті «Чайкіно» коефіцієнт будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників над пластом m_3 було виконано за даними 18 геологорозвідувальних свердловин. За результатами розрахунків була побудована карта наведена на рисунку 5 а. Над вугільним пластом m_3 в зоні «повільного» газу розташовано від двох до восьми вугільних пластів-супутників. Найбільш потужними є m_4 , m_4^4 , m_5^H , m_5^6 та m_5^1 . Розрахунками було встановлено, що мінімальні значення коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників відмічені в районі свердловин № 3638 та № 3780. Перша розташована в південно-східній частині ділянки шахтного поля. Значення коефіцієнту становить 91,3 м·м. Таке низьке значення коефіцієнту викликано наявністю в зоні «повільного» газу лише одного пласта-супутника m_5^1 потужністю 0,55 м та розташованого на відстані 166,0 м від вугільного пласта m_3 . Друга розташована в районі 17 східного стовпа поблизу західної частини шахтного поля. Значення коефіцієнту становить 154,1 м·м. Свердловиною були перебудурені два вугільні пласти m_4^3 та m_5^1 . Потужність пласта m_4^3 становить 0,4 м за відстанню від відробленого вугільного пласта 109,4 м, пласта m_5^1 – 0,7 м при відстані 157,7 м. Максимальні

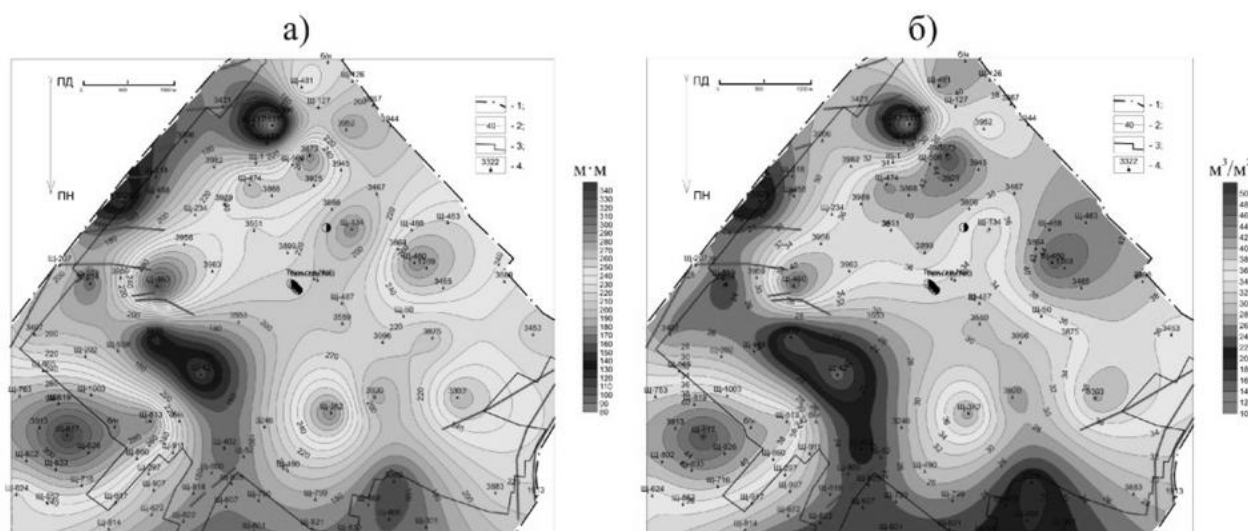
значення коефіцієнту були отримані для свердловин № 3669 та № 3840. Свердловина № 3669 розташована у північно-західній частині шахтного поля. Коефіцієнт будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників досягає значення 327,1 м·м. Отримане значення викликано збільшенням кількості та потужності вугільних пластів-супутників в зоні «повільного» газу, це пласти m_4^1 , m_4^2 , m_4^3 , m_5^1 та m_5^3 . Свердловина № 3840 розташована біля східної межі шахтного поля. Значення коефіцієнту становить 286,8 м·м. Свердловиною в зоні «повільного» газу були перебудурені чотири вугільні пласти-супутники: m_4^1 , m_5^h , m_5^6 та m_5^1 . Результати розрахунку коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників були порівняні зі значеннями концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках (рис. 5 б). Як видно з рисунку, зони мінімальних значень концентрації накопичених техногенних ресурсів співпадають із зонами мінімальних значень коефіцієнту. Так в районі свердловин № 3638 та № 3780 мінімальна концентрація накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках становить $13,0 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $24,0 \text{ м}^3/\text{м}^2$ відповідно; максимальні значення відмічені в свердловинах № 3669 та № 3840 і становлять $47,9 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $41,8 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Таким чином, чітко видно зв'язок концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках зі значеннями коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників.



1 – границі шахтного поля; 2 – ізолінії коефіцієнту будови вуглепородного масиву, м·м (а); ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану, $\text{м}^3/\text{м}^2$ (б); 3 – границі відробленого простору по вугільному пласту; 4 – геологорозвідувальні свердловини

Рисунок 5 – Карта ізоліній коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників (а) та ізоліній концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках (б) над пластом m_3 на полі шахти «Чайкіно»

На шахті ім. В.М. Бажанова були отримані аналогічні результати, які підтверджують вищевстановлений зв'язок. За результатами розрахунку мінімальні значення коефіцієнту будови отримано для свердловин № 1811 (73,2 м·м) та Щ-42 (111,6 м·м), що було викликано наявністю лише одного пласта-супутника в зоні «повільного» газу. Максимальне значення встановлено в свердловині Щ-817 і становить $339,4 \text{ м}^3/\text{м}^2$. Таке значення викликано наявністю в зоні «повільного» газу п'яти вугільних пластів-супутників: m_4^1 (потужність (m) 0,45 м, відстань від вугільного пласта m_3 (M) 88,6 м), m_5^H ($m = 0,62$ м, $M = 160,4$ м), m_5^6 ($m = 0,2$ м, $M = 170,2$ м), m_5^1 ($m = 0,7$ м, $M = 178,0$ м) та m_5^3 ($m = 0,2$ м, $M = 207,2$ м). За результатами розрахунків побудовано карту наведену на рис. 6 а. На рис. 6 б наведено карту ізоліній концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках. Мінімальні значення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах супутників відмічені в районі свердловин № 1811 та Щ-62 і становить $11,3 \text{ м}^3/\text{м}^2$ та $14,6 \text{ м}^3/\text{м}^2$ відповідно. Максимальні значення в районі свердловин Щ-817 ($48,8 \text{ м}^3/\text{м}^2$) та № 3873 ($49,5 \text{ м}^3/\text{м}^2$). Таким чином, порівнявши обидві карти чітко видно збіжність зон з підвищеними та зниженими значеннями за обома показниками.



1 – границі шахтного поля; 2 – ізолінії коефіцієнту будови вуглепородного масиву, м·м (а); ізолінії концентрації накопичених техногенних ресурсів метану, $\text{м}^3/\text{м}^2$ (б); 3 – границі відробленого простору по вугільному пласту; 4 – геологорозвідувальні свердловини; 5 – розривні тектонічні порушення

Рисунок 6 – Карта ізоліній коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників (а) та ізоліній концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках (б) над пластом m_3 на полі шахти ім. В.М. Бажанова

В результаті виконаних порівнянь коефіцієнту будови вуглепородного масиву для вугільних пластів-супутників та концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках по трьом шахтам

Донецько-Макіївського геолого-промислового району встановлено, що збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану у вугільних пластах-супутниках викликано збільшенням їх кількості та потужності в цьому напрямку, що пов'язано зі збільшенням потужності вугленосної світи.

Висновки. Отже, отримані залежності перерозподілу метану в пісковиках та вугільних пластах-супутниках в результаті їх підробки дозволяють сформулювати наступний висновок – концентрація накопичених техногенних ресурсів метану в підробленій вуглепородній гірській товщі Донецько-Макіївського району зростає в північно-східному напрямку, що пов'язано з регіональними змінами геологічної будови басейну, а саме зростанням потужності та глибини залягання вугленосних світ, збільшенням сумарної потужності колекторів (пластів-супутників та пісковиків) та тиску газу в них. Встановлено, що в Донецько-Макіївському геолого-промисловому районі існує тенденція збільшення концентрації накопичених техногенних ресурсів метану в північно-східному напрямку. Для пісковиків таку залежність можна пояснити збільшенням глибини вугленосної товщі, в якій формуються техногенні скупчення метану; для вугільних пластів та пропластків – збільшенням потужності вугленосних світ в Донецько-Макіївському районі в напрямку з південного заходу на північний схід.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Фильтрационные параметры коллектора – угленородного массива, подработанного горными выработками / В. В. Лукинов, А. П. Клец, В. В. Бобрышев и др. // Геотехническая механика : межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ им. Н.С. Полякова НАН Украины. – Днепропетровск, 2002. – Вып. 37. – С. 74–79.
2. Лукинов, В.В. Влияние техногенного фактора на физические свойства песчаников / В. В. Лукинов, Л. Л. Шкуро, К. А. Безручко // Науковий вісник НГУ. – 2010. – №5. – С.12 – 16.
3. Лукинов, В.В. Формирование проницаемости под действием техногенного фактора / В. В. Лукинов, К. А. Безручко // Уголь Украины – 2010. – №6. – С. 39-42.
4. Abandoned Mine Methane [Електронний ресурс] – Режим доступу: <http://www.worldcoal.org/coal/coal-seam-methane/abandoned-mine-methane>. – Загл. з екрану.
5. Булат, А.Ф. Вступительное слово директора Института геотехнической механики, чл.–корр. НАН Украины, докт. техн. наук А.Ф. Булата / А.Ф. Булат // Геотехническая механика : межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ им. Н.С. Полякова НАН Украины. – Днепропетровск, 2000.–Вып. 17. – С. 3–5.
6. Лукинов, В.В. Прогнозная оценка глубин максимальной газоносности песчаников / В.В. Лукинов, Н. В. Жикаляк // Геотехническая механика : межвед. сб. науч. тр. / ИГТМ им. Н.С. Полякова НАН Украины. – Днепропетровск, 2005. – Вып. 53. – С. 13–20.

REFERENCES

1. Lukinov, V.V., Klets, A. P., Bobryshev V. V., et al. (2002), "Filtration Parameters of Collector – Coal-Rock Massif Undermined by Mine Workings", *Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geo-Technical Mechanics], no. 37, pp. 74 - 79.
2. Lukinov, V.V., Shkuro, L.L. and Bezruchko, K.A. (2010), "Effect of Technogenic Factor on Physics of Sandstones", *Naukovyi visnyk NGU* [Scientific Messenger of the NMU], no. 5, pp. 12 - 16.
3. Lukinov, V. and Bezruchko, K. (2010), "Formation of Porosity under the Effect of Technogenic Factor", *Ugol' Ukrainy* [Coal of Ukraine], no. 6, pp. 39 - 42.
4. World Coal Association (2014), "Abandoned Mine Methane", available at: <http://www.worldcoal.org/coal/coal-seam-methane/abandoned-mine-methane> (Accessed 14 Aug 2014).

5. Bulat, A.F. (2000), "Opening Remarks by a Director of Institute of Rock Mechanics A.F Bulat, Corresponding member of NAS of Ukraine, Doctor of Engineering Science", *Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geo-Technical Mechanics], no. 17, pp. 3 - 5.

6. Lukinov, V.V. and Zhikaliak, N.V. (2005), "Prognosis Evaluation of Sandstones Gas Content Maximum Depth", *Geotekhnicheskaya Mekhanika* [Geo-Technical Mechanics], no. 53, pp. 13 - 20.

Про автора

Приходченко Олексій Васильович, кандидат геологічних наук, науковий співробітник відділу Геології вугільних родовищ великих глибин, Інститут геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова Національної академії наук України (ІГТМ НАН України), Дніпропетровськ, Україна, prikhodchenkoigtmeta@meta.ua.

About the author

Prykhodchenko Oleksii Vasylovych, Candidate of Geology (Ph.D), Researcher in Department of Geology of Coal Beds at Great Depths, M.S. Polyakov Institute of Geotechnical Mechanics under the National Academy of Science of Ukraine (IGTM, NASU), Dnepropetrovsk, Ukraine, prikhodchenkoigtmeta@meta.ua.

Аннотация. Работа посвящена определению горно-геологических условий, влияющих на перераспределение метана в подработанном углепородном массиве, и установлению закономерностей накопления техногенных ресурсов метана в зависимости от геологического строения угленосной толщи. Основываясь на результатах исследований, установлено, что для Донецко-Макеевского района Донбасса характерно увеличение концентрации накопленных техногенных ресурсов метана в подработанном углепородном массиве в направлении с юго-запада на северо-восток. Определено, что основным фактором увеличения концентрации накопленных техногенных ресурсов метана в песчаниках в северо-восточном направлении является увеличение глубины залегания угленосной толщи, а для угольных пластов-спутников – увеличение их количества и мощности в этом направлении.

Ключевые слова: метан, подработанный углепородный массив, песчаники, закрытые шахты.

Abstract. The paper considers problem of mining and geological conditions effecting methane redistribution within undermined coal-rock massif as well as determining rules for of technogeneuous methane reserve accumulation depending on the coal-bearing strata geologic structure. Research results help to specify that increase of methane technogeneuous reserve accumulation from south-west to north-east in the undermined coal-rock massif is typical for Donetsk-Makiivka district in Donbas. It is determined that increase of stratification depth in north-east sandstones is basic reason for increase of methane technogeneuous reserve accumulation; as for the coal riders, it is increase of their quantity and thickness in the north-east direction.

Keywords: methane, undermined coal-rock massif, sandstone, closed mines.

Статья поступила в редакцию 16.10.2014

Рекомендовано к печати д-ром геол. наук К.А. Безручко

УДК 551.24:553.9:553.41

Змиевская К.О., магистр
(ИГТМ НАН Украины)**РОЛЬ ТЕКТОНИЧЕСКОГО ФАКТОРА ПРИ РАЗВЕДКЕ И РАЗРАБОТКЕ
РУДНЫХ И НЕРУДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ****Змієвська К.О., магістр**
(ІГТМ НАН України)**РОЛЬ ТЕКТОНІЧНОГО ЧИННИКА ПРИ РОЗВІДЦІ ТА
РОЗРОБЦІ РУДНИХ ТА НЕРУДНИХ РОДОВИЩ****Zmiyevskaya K.O., M. S. (Tech.)**
(IGTM NASU)**THE ROLE OF TECTONIC FACTORS IN THE EXPLORATION AND
DEVELOPMENT OF METALLIC AND NON-METALLIC DEPOSITS**

Аннотация. По данным наблюдения естественного импульсного электромагнитного поля Земли, на площади месторождения Сергеевское и рудопроявления Солнечное, выделены тектонические нарушения и линейные коры выветривания. Определены доминирующие азимуты простирания тектонических нарушений и линейных кор выветривания. Выделены типы золоторудной минерализации, которые приурочены к разрывным нарушениям и линейным корам выветривания. Установлена связь между уровнем наблюдаемого естественного импульсного электромагнитного поля Земли и золоторудной минерализацией в зонах тектонических нарушений и различных типах линейных кор выветривания.

Результаты, полученные в работе использованы при составлении заключений по золотоносности Солонянского рудного поля – месторождения Сергеевского и рудопроявления Солнечное. По данным наблюдения естественного импульсного электромагнитного поля Земли построены карты-схемы плотности потока на фрагментах участков месторождения Сергеевское и рудопроявления Солнечное. Выявлены основные азимутальные направления развития тектонических нарушений и линейных кор выветривания. Установлена связь между уровнем поля в зонах тектонических нарушений и линейных кор выветривания и золоторудной минерализацией для выделенных типов ее проявления: $y=0,945x+0,270$; $R^2=0,965$ (для месторождения Сергеевское), положения жильных зон, к которым тяготеет золоторудная минерализация $y=0,4x+2,1$; $R^2=0,996$ (для рудопроявления Солнечное). Данный метод может быть рекомендован в качестве дополнительного прогностического признака при выявлении зон повышенной золоторудной минерализации.

Ключевые слова: тектонические нарушения, линейные коры выветривания, естественное импульсное электромагнитное поле Земли, золоторудная минерализация.

Введение. Тектоника Донецкого бассейна изучена достаточно детально в процессе его многолетней разведки и эксплуатации, однако, на сегодняшний день, изучение тектонических нарушений на угольных месторождениях, в том числе, и малоамплитудных, является одной из актуальных задач угольной геологии. Изучению угольной тектоники посвящены работы И.Н. Власова, В.Е. Забигаило, И.А. Очеретенко, Л.И. Пимоненко, В.В. Попова, В.Ф. Твердохлебова, В.В. Трощенко и многих других исследователей.