

**Костянтин БЕЗРУЧКО, Олексій ПРИХОДЧЕНКО,
Андрій КАРГАПОЛОВ, Марія УРАЗКА**

Інститут геотехнічної механіки
ім. М. С. Полякова НАН України, Дніпропетровськ,
e-mail: gvrvg@meta.ua

УМОВИ ФОРМУВАННЯ КОМБІНОВАНИХ ГАЗОВИХ ПАСТОК НА ТЕРИТОРІЇ ЗАХІДНОГО ДОНБАСУ

З'ясовано геологічні чинники газопроявів, що мали місце в процесі буріння розвідувальних свердловин під час геологічної розвідки в південній частині поля шахти «Західно-Донбаська». Встановлено, що газопрояви в межах двох антиклінальних структур 1-го порядку пов'язані зі скупченнями вуглеводневих газів, переважно метану, комбінованого (літолого-структурно-тектонічного) типу. Це зумовлено приналежністю до структур, у яких верхні шари пісковиків у склепінних частинах складок є тріщинуватими. Кількісна оцінка умов осадоагромадження із застосуванням коефіцієнта відносної потужності пісковика засвідчила, що газопрояви належать до стрижневої ділянки палеопотоку, що існував під час формування пісковика в інтервалі c_5-c_8 і в якому товщина пісковика c_6Sc_8 є максимальною (до 27 м) відносно загальної площі його поширення в межах шахтного поля. Результати роботи доцільно використовувати для інтерпретації геолого-геофізичних даних з виявлення потенційних колекторів та газонасичених зон під час розробки і реалізації науково-технічних проектів із дегазації вугільних пластів та промислового видобутку вугільного метану, а відтак його утилізації.

Ключові слова: Західний Донбас, пісковики, осадоагромадження, тектонічні умови, вугільний метан, літолого-структурно-тектонічні пастки.

Постановка проблеми. Високі темпи зростання попиту на природний газ та значні ресурси метану вугільних басейнів України зумовлюють актуальність і практичну спрямованість досліджень у цьому напрямі. Можливість та економічну доцільність видобутку метану з вугільних пластів і вмісних порід підтверджують результати щорічного видобутку метану в США (53 млрд m^3 /рік), Канаді (1,4 млрд m^3 /рік), Австралії (1,3 млрд m^3 /рік). За попередніми підрахунками в Донбасі ресурси метану можуть становити до 25 трлн m^3 (Углепородный массив..., 2008).

Метаноносність вугленосних відкладів Донбасу коливається в широких межах, що залежить від геологічних умов нагромадження, перетворення і збереження газів, які в різних районах не є однаковими. Зокрема, геологічний

розвиток Західного Донбасу суттєво відрізняється від іншої частини басейну. Геоструктурний вигляд району визначається приналежністю кам'яновугільних відкладів до пологого північно-східного схилу Українського щита. Для нього не характерні потужні інверсійні та складкотворні рухи. Складчасті дислокації проявляються як хвилясте залягання порід, яке іноді переходить у дрібну пологу складчастість. Головним типом розривних дислокацій є скиди із зсувною складовою розмаїтої генези, що свідчить про відсутність сильних стискувальних зусиль, але наявність активних зсувних. Тому в зонах впливу діагональних скидів сформувалися значні за величиною зони дроблення (до 50 м), уздовж поздовжніх скидів вони істотно менші (до 10 м). Параметри зон зумовили їхню різну газопроникність, а отже, і здатність дегазації масиву (Перспективи..., 2012).

Достатньо потужний газогенераційний потенціал має вугілля Павлоградсько-Петропавлівського району Західного Донбасу. Зокрема, під час геологічної розвідки поля шахти «Західно-Донбаська» у процесі буріння в низці свердловин мали місце газопрояви (св. 1371п, 1372п, 1380п, 1385п, 1397п, 1400п, 1401п). Природна газонасиченість вугільних пластів за даними геологорозвідувальних робіт сягає 20–25 м³/т с. б. м. Метановість гірничих виробок шахти «Західно-Донбаська» та суміжної шахти ім. Героїв Космосу значно (у 2–4 рази) перевищує метановість інших шахт району. Абсолютна та відносна метановість гірничих виробок шахти «Західно-Донбаська» становлять відповідно 62,2 м³/хв та 52,8 м³/т (Газонасиченість..., 2009). З'ясування геологічних умов підвищеної газонасиченості вугленосної товщі на цій ділянці сприятиме визначенню головних чинників формування газових скупчень на території Західного Донбасу.

Мета роботи – шляхом аналізу тектонічних особливостей геологічної будови та палеорекострукції умов осадоагромадження на ділянці досліджень з'ясувати геологічні чинники газопроявів, що мали місце під час буріння розвідувальних свердловин у процесі проведення геологічної розвідки в південній частині поля шахти «Західно-Донбаська».

Методика досліджень. Аналіз впливу тектоніки на геологічну будову досліджуваної ділянки передбачав виокремлення тектонічних структур на гіпсометричних планах вугільних пластів, визначення їхніх параметрів (амплітуди та розмірів), розрахунок ефективної товщини пісковиків і виділення зони скупчення вільного метану (ЗСВМ).

Параметрами ЗСВМ (Скупчення..., 2005) є найбільша ефективна товщина та межі її розташування в плані, які визначаються розмірами локальної антиклінальної складки в досліджуваному пісковику. Площі, у межах яких загальна товщина пісковику перевищує розрахункову критичну, є зонами розвитку шарів пісковику із покращеними ємнісними та фільтраційними властивостями завдяки тріщинуватості. Ефективну товщину формують верхні шари пісковику, у яких розтягування під час утворення структури перевищило критичну межу, що спричинило розвиток крихких деформацій і формування зони тріщинуватості. Ефективну товщину та ЗСВМ визначають відповідно до стандарту (Скупчення..., 2005). Критичну товщину розраховують як різницю між двома радіусами кривизни складки, за якими визначають довжини дуг, що відрізняються між собою на величину, пропорційну

значенню гранично допустимої деформації розтягування для цієї породи. Гранично допустимі деформації розтягування для пісковиків становлять 0,003–0,004 (Иофис, Шмелёв, 1985). Ефективну товщину розраховують як різницю між товщиною пласта пісковика і його критичною товщиною.

На гіпсометричний план, складений за даними абсолютних позначок залягання підосви (покрівлі) пісковика, наносимо значення його товщини в кожній свердловині і методом інтерполяції складаємо карту ізопакіт (рівних товщин) пісковика. На структурній карті встановлюємо розташування ізоліній, що обмежують локальні антиклінальні складки в плані. Для кожної антиклінальної складки, послідовно, від периферії до склепіння, визначаємо розміри: ширину локальної антиклінальної складки в межах i -тої ізолінії l_i , м, та висоту локальної антиклінальної складки в межах i -тої ізолінії h_i , м; для кожної ізолінії від периферії складки до її склепіння – критичну товщину пісковика $m_{кр. i}$, м, що обмежує формування ЗСВМ через тріщиноутворення в процесі вигину в антиклінальну локальну складку, за формулою

$$m_{кр. i} = 0,0005 \frac{l_i^2}{h_i}.$$

Межу ЗСВМ у плані визначають поміж ізоліній, відповідно до розрахованих значень товщин пісковиків:

$$m_{кр. i} > m_{п. i} \text{ та } m_{кр. i+1} > m_{п. i+1},$$

де $m_{п. i}$ – товщина пісковика потенційного колектора, м.

Найбільшу товщину ЗСВМ визначаємо як різницю між товщиною пісковика в склепінні локальної антиклінальної складки та значенням критичної товщини шарів пісковика також у склепінні.

Встановлену в плані ЗСВМ наносимо на карту, відтак вимірюємо ширину (уздовж короткої осі складки) $l_{хк}$ та довжину (уздовж довгої осі) $l_{ук}$ структури в межах контуру ЗСВМ та, відповідно, у склепінні – $l_{хск}$, $l_{уск}$. Визначаємо амплітуди структури – висоту складки в межах контуру h_k та у склепінні $h_{ск}$. За параметрами складки обчислюємо коефіцієнти лінійної деформації на контурі за шириною $\epsilon_{хк}$ та довжиною $\epsilon_{ук}$ складки та за шириною $\epsilon_{хск}$ та довжиною $\epsilon_{уск}$ у склепінні структури за загальною формулою

$$\epsilon = \left(1 - \frac{8mh}{l^2} \right)^{-1},$$

де m – товщина пісковика, м.

З допомогою отриманих коефіцієнтів розраховуємо коефіцієнти об'ємної деформації пісковика в межах контуру ЗСВМ та у склепінні як добуток відповідних лінійних коефіцієнтів:

$$\omega_k = \epsilon_{хк} \cdot \epsilon_{ук}; \omega_{ск} = \epsilon_{хск} \cdot \epsilon_{уск},$$

де ω_k – коефіцієнт об'ємної деформації пісковика в межах контуру ЗСВМ; $\omega_{ск}$ – коефіцієнт об'ємної деформації пісковика в межах склепіння.

До розрахунку приймаються лише коефіцієнти лінійних деформацій, які дорівнюють або перевищують значення 1,003. Якщо значення є меншим, для розрахунків приймається значення, що дорівнює 1.

Грунтуючись на даних про об'ємну деформацію та відкриту пористість пісковиків, можна обчислити тріщинну пористість та абсолютну газопроникність (Лукінов, Безручко, 2012).

Тріщинну пористість $K_{тр}$ (частки одиниці) розраховуємо за формулою

$$K_{тр} = \frac{K_{п} + (\omega - 1)}{\omega} - K_{п},$$

де $K_{п}$ – коефіцієнт відкритої пористості, частки одиниці; ω – коефіцієнт об'ємної деформації пісковика.

Абсолютну проникність визначаємо за формулою:

$$K_{пр} = 8,5 \cdot 10^{11} b^2 K_{тр},$$

де $K_{пр}$ – коефіцієнт абсолютної проникності, 10^{-15} м² (мД); $K_{тр}$ – коефіцієнт тріщинної пористості, %; b – розкритість (ширина) тріщин, м.

Якщо значення щодо розкритості тріщин на ділянці досліджень відсутні, до розрахунку приймаємо значення, що дорівнює 10^{-5} м та використовуємо спрощену формулу:

$$K_{пр} = 85 \cdot K_{тр}.$$

Вплив літологічного чинника на формування газової пастки аналізуємо з допомогою кількісної оцінки умов осадоагромадження за відповідною методикою (Забигайло и др., 1983; Подрезенко, 1987). Умови седиментації відтворювали за показниками співвідношення літологічних типів порід у палеорічці, обмеженій у розрізі найближчими витриманими пластами вугілля або вапняку: за коефіцієнтами відносної потужності пісковика ($K_{в.п.пс}$), відносної потужності порід основи ($K_{в.п.о}$) і відносної потужності порід покрівлі ($K_{в.п.пк}$). Щоб визначити ці показники, використовуємо kern або геолого-геофізичну документацію геологорозвідувальних свердловин. Вивчаємо інтервал порід, що містить досліджуваний пісковик, розташований серед повсюдно поширених витриманих горизонтів порід (пластів вугілля або пластів вапняків), які залягають в покрівлі і підшві. Відтак вивчаємо відносні потужності шарів пісковика та інших порід, що залягають в цьому інтервалі. У точці перетину свердловиною пісковика визначаємо потужність пачки (H_i , м), що залягає між маркувальними пластами, потужність пісковика (m_i , м), потужність порід в основі пачки (O_i , м) та покрівлі (K_i , м) і розраховуємо відносні потужності порід як відповідні співвідношення:

$$K_{в.п.псi} = \frac{m}{H}; K_{в.п.пкi} = \frac{K}{H}; K_{в.п.oi} = \frac{O}{H}.$$

За основну одиницю виміру прийнято відношення потужності пісковика до потужності досліджуваного інтервалу, у частках одиниці або відсотках, яке отримало назву «коефіцієнт відносної потужності пісковика» ($K_{в.п.пс}$). Також дуже важливим для фаціального аналізу і палеорекострукцій є вивчення характеру зміни відкладів у покрівлі та основі пісковика. Для цього пропонуємо визначати відношення потужності порід покрівлі пісковика ($K_{в.п.пк}$) і порід основи ($K_{в.п.о}$) до потужності інтервалу (частки одиниці або відсотки).

За рівними значеннями отриманих коефіцієнтів ($K_{в.п.пс}$, $K_{в.п.пк}$ та $K_{в.п.о}$) будемо в ізолініях методом інтерполяції відповідно карти відносних потужностей пісковиків, порід покрівлі та підшви. Розраховуємо середньоарифметичні значення коефіцієнтів відносних потужностей пісковиків, порід покрівлі та підшви для площі досліджень, на якій побудовані карти. На отриманих картах виділяємо окремі ділянки, на яких значення коефіцієнтів відносних потужностей пісковиків, порід покрівлі та підшви перевищують середньоарифметичні та на яких фактичні значення є меншими за середнє.

За побудованими картами виконуємо геологічний аналіз первинних умов осадоагромадження теригенного матеріалу та особливостей процесу седиментації в досліджуваному інтервалі. Карти ізоліній значень $K_{в. п. пс}$ дозволяють встановити ділянки зміни напрямку і потужності палеопотоків, тривалість їхнього існування, визначати поширення геологічних шарів пісковика на площі ділянки.

За значеннями коефіцієнта відносних потужностей пісковиків, які перевищують середньоарифметичне, виокремлюємо стрижневі ділянки палеопотоків ($K_{в. п. пс i} > K_{в. п. пс. сер}$), а за меншими – позастрижневі ($K_{в. п. пс i} < K_{в. п. пс. сер}$). Підвищені значення $K_{в. п. пс}$ свідчать про короткочасність утворення пісковика за умови, що швидкість утворення осадового матеріалу для цього інтервалу була постійною. Коефіцієнт відносної потужності основи $K_{в. п. о}$ дає змогу виокремити ділянки розмивів і встановити відносний час початку формування пісковика в місцях поступового переходу відкладів, що залягають нижче, у пісковик (Забигайло и др., 1983; Подрезенко, 1987).

Викладення основного матеріалу. У межах поля шахти «Західно-Донбаська» на глибинах розвідки палеозой представлений товщею нижньокарбонівих відкладів, складеною породами серпуховського ярусу (світи C_1^3 та C_1^4).

Світа C_1^3 (самарська) вугленосна, поширена повсюдно в Західному Донбасі та залягає між вапняками C_1-D_1 . З її відкладами пов'язана промислова вугленосність шахтного поля. Потужність світи змінюється від 400 м на південному заході до 550 м на північному сході і в середньому становить 470 м. Відклади світи, за особливостями геологічної будови, і насамперед, за ступенем вугленосності, умовно можна розділити на дві частини: нижню – вугленосну (інтервал між вапняками C_1 та C_5 , середня потужність – 420 м), і верхню – безвугільну (інтервал між вапняками C_5-D_1 , середня потужність – 55 м). У розрізі світи переважають лагунні відклади та утворення заболочених приморських рівнин, представлені аргілітами, алевролітами і дрібнозернистими пісковиками з пластами та прошарками вугілля. Налічується до 40 вугільних шарів, з них 6 з робочою потужністю (0,0–1,5 м). Світа містить до 5 вапняків, з яких C_1 і C_5 є надійними маркувальними горизонтами.

Світа C_1^4 (кальміуська) згідно залягає на відкладах самарської, вище від вапняку D_1 . У її розрізі переважають морські відклади: вапняки, аргіліти та алевроліти. Підпорядковане значення мають утворення заболочених приморських рівнин та лагун, представлені алевролітами, пісковиками і спорадично прошарками вугілля. Потужність світи збільшується в північному–північно-західному напрямку від 230 до 360 м. Її нижня частина утворена переважно морськими відкладами та характеризується значною, чітко вираженою циклічністю; верхня – складена відносно мілководними відкладами з дрібною циклічністю, яка часто порушується ерозійними розмивами. Кількість неробочих вугільних пластів 5–6.

Південною межею площі досліджень є один з найбільших у Павлоградсько-Петропавлівському районі Богданівський скид. Його положення та елементи залягання досить чітко встановлені. Простягання скиду північно-західне, падіння площини змішувача північно-східне, під кутом 40–60°. Амплітуда вертикального зсуву порід варіює від 100 м (у центрі шахтного поля) до 288 м. Потужність зони порушених порід змінюється від 10 до 85 м.

Для Богданівського скиду, як і для всіх регіональних тектонічних порушень, характерним є його розділення на серію дрібних розривів за зменшення амплітуди, а також відгалуження від основного порушення малоамплітудних (4–16 м) крутопадаючих, в основному до 85°, скидів з падінням на північ–північний схід. На північному сході межею площі слугує Благодатненський скид.

Його положення та елементи залягання досить чітко встановлені на сусідній Свидовській ділянці. Простягання північно-західне, із падінням на північний схід під кутом 60–80°. Амплітуда – від 17 до 40 м.

За результатами тектонічного аналізу, у південній частині шахтного поля за ізогісами вугільного пласта c_8^H безпосередньо біля Богданівського скиду виокремлюються дві антиклінальні структури 1-го порядку (рис. 1).

У склепінні східної структури розташовані св. 1400п, 1385п, 14870. Її вісь витягнута вздовж Богданівського скиду в субширотному напрямку. Розміри структури в плані в межах ізогіпси вугільного пласта c_8^H –290 м становлять 450–500 м з півдня на північ на 850 м зі сходу на захід (див. рис. 1, табл. 1).

У склепінні західної структури розташовані св. 14945, 1372п, 1380п, 1387п. Її вісь також витягнута вздовж Богданівського скиду в субширотному напрямку. Розміри в плані в межах ізогіпси вугільного пласта c_8^H –285 м дорівнюють приблизно 625 м з півдня на північ на 975 м зі сходу на захід (див. рис. 1, див. табл. 1).

За значеннями амплітуди та ширини виокремлених антиклінальних складок розраховано головні параметри для кожної структури – коефіцієнт викривленості (вигину) складки, коефіцієнти лінійної деформації за довжиною та шириною складки, коефіцієнт об’ємної деформації та критична товщина пісковіку (див. табл. 1, табл. 2). Як уже зазначалося, критична товщина пісковіку – це товщина його нижніх шарів (яких не торкнулися процеси тріщиноутворення), у межах якої тріщини не виникають через менший вигин та недостатнє розтягування для порушення суцільності гірських порід.

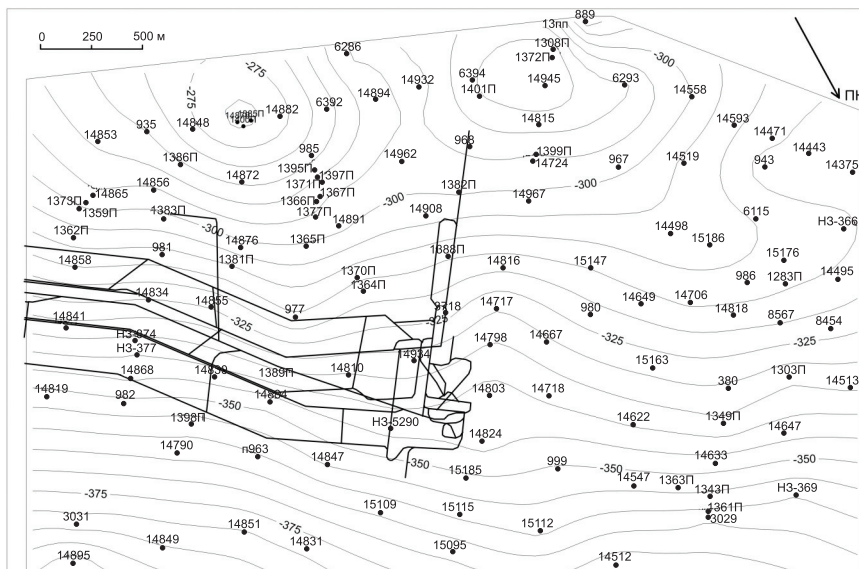


Рис. 1. Гіпсометричний план вугільного пласта c_8^H на полі шахти «Західно-Донбаська»

Т а б л и ц я 1. Параметри антиклінальних структур 1-го порядку по пласту с₆Sc^н на полі шахти «Західно-Донбаська»

Структура	Висота складки, м	Ширина складки, м	Довжина складки, м	Коефіцієнт вигину структури, б/р		Критична товщина, м	
				за шириною	за довжиною	за шириною	за довжиною
Західна (ізогіпса –290 м)	10,7	450–500	850	0,021–0,024	0,013	9,5–11,7	33,8
Східна (ізогіпса –285 м)	16,7	625	975	0,027	0,017	11,7	30,0

Т а б л и ц я 2. Розрахункові дані з оцінки колекторських властивостей пісковика с₆Sc^н у склепіннях антиклінальних структур 1-го порядку на полі шахти «Західно-Донбаська»

Структура	Коефіцієнт лінійної деформації у склепінні		Коефіцієнт об'ємної деформації	Коефіцієнт відкритої пористості (фактичний), %	Коефіцієнт тріщинної пористості (розрахунковий), %	Проникність (розрахунок за тріщинною пористістю), 10 ⁻¹⁵ м ²
	за шириною складки	за довжиною складки				
Західна	1,006	1,000	1,006	14,0	0,51	43
Східна	1,009	1,000	1,009	9,4–14,0	0,77–0,81	65–69

Товщина шарів, непорушених тріщинами, за виконаними розрахунками, для обох структур за довгою віссю – приблизно 34 м для західної структури та 30 м – для східної. За шириною складки критична товщина становить від 9,5 до 11,7 м для західної структури та 11,7 м – для східної.

Площі, у межах яких загальна товщина кожного із пісковиків перевищує розрахункову критичну товщину, є зонами розвитку шарів пісковиків із покращеними ємнісними та фільтраційними властивостями завдяки тріщинуватості. За результатами буріння геологорозвідувальних свердловин, товщину, яка перевищує критичну розрахункову, у межах виокремлених структур, має пісковик с₆Sc^н. Його товщина у склепінні західної структури – 13,4 м (св. 1380п), у склепінні східної – до 27 м (св. 14882 та 6392).

Ефективну товщину утворюють верхні шари пісковиків, у яких розтягання під час формування структури перевищило критичну межу, що призвело до розвитку крихких деформацій та створення зон тріщинуватості. Таким чином, значення ефективної товщини пісковика с₆Sc^н може становити у склепінні західної структури 1-го порядку від 1,7 до 4,0 м, розрахунковий коефіцієнт лінійної деформації – 1,006. Оскільки за довжиною структури фактична товщина пісковика є меншою, ніж критична, коефіцієнт об'ємної

деформації також дорівнює 1,006 (добуток коефіцієнта лінійної деформації та одиниці). Розрахунковий коефіцієнт лінійної деформації для східної структури – 1,009; коефіцієнт об'ємної деформації – також 1,009 (див. табл. 2).

Середнє значення коефіцієнта відкритої пористості для пісковика $c_6Sc_8^H$ дорівнює 14,0 %, для алевроліту над пісковиком $c_6Sc_8^H$ – 9,4 %. Розрахункові значення коефіцієнтів тріщинної пористості для такої відкритої пористості становитимуть 0,51 % для західної структури та 0,77–0,81 % – для східної; коефіцієнти проникності гірського масиву за рахунок тріщинної пористості у склепіннях структур – відповідно не менш ніж $43 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (західна) та $(65-69) \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (східна).

Для побудови карт відносних потужностей пісковиків, порід покрівлі та підшови на ділянці експериментальних досліджень було обрано інтервал $c_5-c_8^H$. Обробку первинних геолого-геофізичних матеріалів та побудову карт відносних потужностей пісковиків, порід покрівлі та підшови здійснювали за наведеною вище методикою. На ділянці також було побудовано карту ізопакіт (карту ізоліній рівної товщини пісковиків) пісковика $c_6Sc_8^H$ (рис. 2).

На цій карті добре видно, що товщина пісковика на ділянці, яка досліджується, збільшується з північного сходу на південний захід. У північно-східній частині ділянки виявлено розмив та відсутність пісковика (св. 14834, НЗ-374, НЗ-1377, 1398П та ін.), у південно-західному напрямку – збільшення потужності пісковика, яке досягає значення 27 м у районі св. 14882 та 6392.

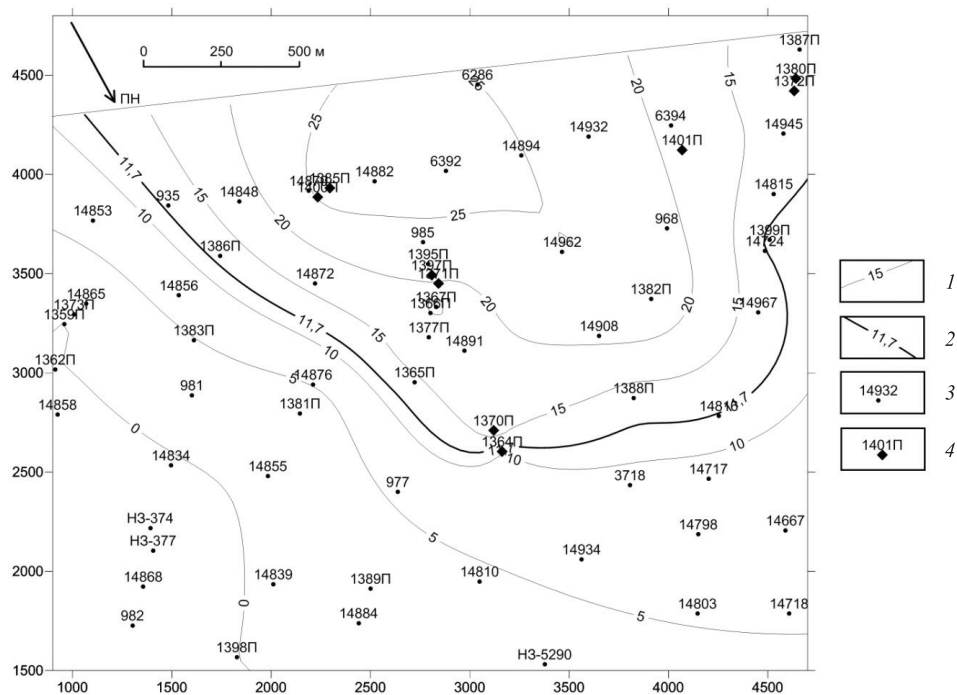


Рис. 2. Карта ізопакіт пісковика $c_6Sc_8^H$ досліджуваної ділянки на полі шахти «Західно-Донбаська»:

1 – ізолінії потужності пісковика; 2 – ізолінії середнього значення потужності пісковика; 3 – свердловина і її номер; 4 – свердловини з газопроявами

Середня потужність пісковика в інтервалі $c_5-c_8^H$ становить 11,7 м. Усі свердловини, у яких під час буріння проявлялися газопрояви, розташовані в зоні, оконтуреній ізопакітою середньої потужності пісковика, а св. 1400П та 1385П – у зоні максимальних значень потужності. Слід зазначити, що зона зі значеннями потужності пісковика, вищими за середню, просторово збігається із куполоподібною антиклінальною структурою, розташованою біля південно-західної межі ділянки досліджень.

Проведено розрахунки коефіцієнтів відносної потужності пісковика ($K_{в.п.пс i}$), відносної потужності порід покрівлі ($K_{в.п.пк i}$) і відносної потужності порід основи ($K_{в.п.о i}$).

За результатами аналізу потужності пісковика побудовано карту його відносної потужності в інтервалі $c_5-c_8^H$ (рис. 3). Тут присутні від одного до чотирьох шарів пісковиків потужністю від 1,0 до 22,3 м. Основний шар пісковика приурочений до верхньої частини інтервалу, розташований по всій досліджуваній ділянці, а найбільша потужність – у південно-західній частині.

Встановлено, що напрямком збільшення значення коефіцієнта відносної потужності пісковиків збігається з напрямком збільшення потужності пісковиків (див. рис. 3). Значення коефіцієнта змінюється від 0 (зона виклинювання) у північно-східній частині ділянки досліджень до 0,27 у південно-західній частині шахтного поля в районі св. 14882.

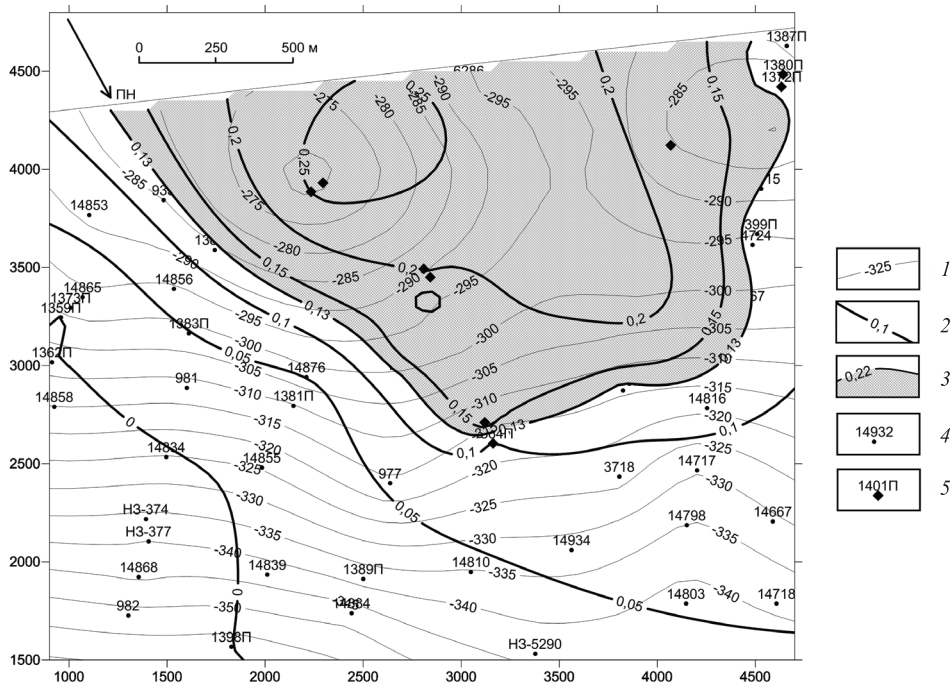


Рис. 3. Суміщені карти гіпсометричної поверхні вугільного пласта c_8^H та відносної потужності пісковика $c_5-c_8^H$ досліджуваної ділянки на полі шахти «Західно-Донбаська»: 1 – ізолінії глибини залягання вугільного пласта c_8^H ; 2 – ізолінії потужності пісковика; 3 – ізолінії середнього значення потужності пісковика; 4 – свердловина і її номер; 5 – свердловини з газопроявами

Для виокремлення стрижневих ділянок палеопотоків було розраховано середньоарифметичне значення коефіцієнта відносних потужностей пісковиків, яке становить $K_{в. п. пс. сер} = 0,13$. Таким чином, виділена зона, де значення коефіцієнта відносної потужності пісковиків перевищує середньоарифметичне ($K_{в. п. пс. сер} < K_{в. п. пс}$), належить до стрижневої ділянки палеопотоку з шириною від 1,5 до 1,9 км. Оскільки пісковики, сформовані в стрижневих ділянках палеопотоків, мають покращені колекторські властивості, у зоні з підвищеними значеннями коефіцієнта відносної потужності пісковиків розташовано більшість свердловин із газопроявами (св. 1400П, 1385П, 1397П, 1371П, 1401П, 1370П). Зона зі значеннями коефіцієнта, нижчими за середнє ($K_{в. п. пс. сер} > K_{в. п. пс}$), належить до позастрижневих ділянок палеопотоку і має більш низькі колекторські властивості. Позастрижнева ділянка палеопотоків формувала переважно верхній шар пісковика, потужність якого становить до 11 м. Потужність нижнього шару відповідно 1,0–3,2 м.

За результатами побудови карти відносної потужності пісковика в інтервалі c_5 – c_8^H встановлено в плані стрижневу зону палеопотоків та їхній напрямок. Вона збігається із площею розташування свердловин, у процесі буріння яких були зафіксовані газопрояви.

Отже, одним з головних чинників, що впливають на формування колекторських властивостей пісковиків, є мінливість первинних умов осадоагромадження. Газопрояви у свердловинах пов'язані із зонами максимальних потужностей пісковиків та стрижневими ділянками палеопотоків. Пісковик $c_6Sc_8^H$, розташований у південно-західній частині досліджуваної ділянки, має найбільшу потужність до 27 м, у цій зоні належить до стрижневих ділянок палеопотоку і є сприятливим для формування покращених колекторських властивостей та газових скупчень.

Висновки та перспективи розвитку напрямку. Газопрояви (виділення сухого газу з геологорозвідувальних свердловин) у південній частині поля шахти «Західно-Донбаська» у межах двох антиклінальних структур 1-го порядку пов'язані із колекторами тріщинно-порового типу та належать до скупчень вуглеводневих газів, переважно метану, комбінованого (літолого-структурно-тектонічного) типу. Їхня наявність зумовлена приналежністю до названих структур, у яких верхні шари пісковиків у склепінних частинах складок, згідно з проведеними розрахунками за товщини понад 9,5–11,7 м, є тріщинуватими. Кількісна оцінка умов осадоагромадження із застосуванням коефіцієнта відносної потужності пісковика засвідчила, що газопрояви приналежні також до стрижневої ділянки палеопотоку, що існував під час формування пісковика в інтервалі c_5 – c_8 і в якому товщина пісковика c_6Sc_8 є максимальною (до 27 м) відносно загальної площі його поширення в межах шахтного поля.

Результати роботи доцільно використовувати для потреб інтерпретації геолого-геофізичних даних на території Західного Донбасу з виявлення потенційних колекторів та газонасичених зон під час розробки і реалізації науково-технічних проектів із дегазації вугільних пластів та промислового видобутку вугільного метану і його подальшої утилізації.

Газоносность и ресурсы метана угольных бассейнов Украины / А. В. Анциферов, А. А. Голубев, В. А. Канин и др. – Донецк : Вебер, 2009. – Т. 1. – С. 129–130.

Забигаило В. Е., Лукинов В. В., Широков А. З. Выбросоопасность горных пород Донбасса. – Киев : Наук. думка, 1983. – 288 с.

Иофис М. А., Шмелёв А. И. Инженерная геомеханика при подземных разработках. – М. : Недра, 1985. – 248 с.

Лукинов В. В., Безручко К. А. Оцінка перспективності локальних антиклінальних структур на наявність скупчень вугільного метану // Геотехн. механіка : міжвід. зб. наук. пр. / ІГТМ НАН України. – Дніпропетровськ, 2012. – Вип. 102. – С. 26–34.

Перспективы освоения газоугольных месторождений Западного Донбасса / А. Ф. Булат, Л. И. Пимоненко, К. А. Безручко и др. // Там само. – Вип. 98. – С. 3–10.

Подрезенко И. Н. Условия накопления и методика определения пространственного положения выбросоопасных песчаников в угленосной толще Донбасса : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Днепропетровск, 1987. – 16 с.

Скупчення вільного метану у не порушеному вуглепородному масиві. Методика прогнозування зон та визначення їх параметрів : СОУ 10.1.05411357.004:2005 / В. А. Анциферов, В. А. Баранов, А. Ф. Булат і ін. – Затв. Мінвуглепром України. – Надано чинності з 29 листоп. 2005 р. – Офіц. вид. – К. : Наук. думка, 2005. – 12 с.

Углепородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов и др. – Киев : Наук. думка, 2008. – 412 с.

Стаття надійшла
12.08.15

**Kostiantyn BEZRUCHKO, Oleksiy PRYKHODCHENKO,
Andriy KARGAPOLOV, Maria URAZKA**

TERMS OF FORMING OF THE COMBINED GAS TRAPS ON WESTERN DONBAS TERRITORY

For the first time the conditions of gas shows in exploration wells in the field of “Western Donbas” mine of Pavlogradsko-Petropavlovskiyi geological and industrial district were explored. The influence of tectonic and lithological factors on the formation of coal methane accumulation within the local anticlinal structures of the first order was determined. It was found out that the investigated gas traps are of combined type – lithological-structural-tectonic.

The purpose of a research is to find out geological factors of gas shows that occurred at drilling of exploratory wells in the process of geological exploration in the southern part of the field of “Western Donbas” mine.

This investigation was conducted by analyzing of tectonic features of geological structure and paleoreconstruction of sedimentation conditions in the area of research. The study of tectonic factor influence on gas shows within the study section was performed by the analysis of tectonic features of geological structure and by the calculation of sandstone critical thickness, the coefficients of their linear and volumetric deformation within the identified folded structures. The determination of the lithology factor influence on the formation of gas traps was performed by quantitative assessment of the sedimentation conditions, using the coefficients of sandstone relative thickness factor as well as rocks roof and bottom.

It was established that gas shows (dry gas emission from exploration wells) that took place in the southern part of the field of “Western Donbass” mine within two anticlinal structures of the first order are associated with hydrocarbon gas accumulation, mainly methane, of combined (lithological-structural-tectonic) type. Their presence is explained by their belonging to the above mentioned structures in which the upper layers of sandstone in the crustal parts of the folds are fractured accordingly to conducted calculations, thickness is over 9.5–11.7 m. In addition, quantitative estimation of sedimentation conditions with the use of the coefficient of sandstone relative thickness showed that gas shows are the part of midstream section of paleostream that existed during the formation of sandstones within the range of c_5 – c_8 and wherein the thickness of sandstone c_5 – c_8 is maximum (27 m) relatively to the total area of its distribution within the mine field.

The results of the paper should be used in future for the purposes of geological and geophysical data interpretation on the territory of the West Donbas to identify potential reservoirs and gas-saturated zones in the course of development and implementation of scientific and technical projects on degassing of coal beds and industrial production of coal methane and its further recycling.