

Д-р геол.-мін. наук В.В. Лукинов
(ІГТМ НАН України),
канд. геол. наук М.В. Жикаляк,
вед. геолог Л.А. Нашкерський
(ДРГП «Донецькгеологія»)

АНАЛІЗ РОЗПОДІЛУ ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ У ПОРОВИХ КОЛЕКТОРАХ ДОНБАСУ

Приведены особенности распределения пластовых давлений в поровых коллекторах Донбасса и юго-восточной части ДДВ в зависимости от особенностей геологического строения регионов и вида флюида, который насыщает коллектор. Выявлены закономерности изменений начальных давлений с глубиной на 12 угольных участках и шахтах в пределах Красноармейского, Донецко-Макеевского и Центрального углепромышленных районов.

ANALYSIS OF PRESSURE DISTRIBUTION IN DONBAS POROUS RESERVOIRS

Specificity of strata pressure distribution in Donbas porous reservoirs and south-east part of DDT are presented depending on peculiarities of geological structure of the regions and type of fluid that saturates the reservoirs. Regularities of changes in initial pressures depending on depth are specified for 12 coal plots within Krasnoarmeisk, Donetsk-Makeevka and Central coal-industrial regions.

Пластові тиски в продуктивних горизонтах Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) на глибинах до 4000 м здебільшого рівні чи близькі до гідростатичного в залежності від густини периферійних пластових вод [1]. Тобто, тиск газу в продуктивних колекторах являється лінійною функцією стратиграфічного та гіпсометричного його положення в розрізі всієї нижньопермської і кам'яновугільної товщ.

Газові поклади з пластовими тисками, які перевищують гідростатичний тиск в 1,3-1,6 разів, відмічаються в слабопрониклих відкладах на південному сході ДДЗ і характерні для конденсатно-газових родовищ на ділянках впливу соляного тектогенезу, підвищеної тектонічної активності та гідротермальної діяльності в межах перехідної зони між ДДЗ і Донбасом [2].

Основним продуктивним комплексом південно-східної області ДДЗ являються нижньопермські і верхньокам'яновугільні відклади на площах розвитку великих куполовидних піднять і брахіантикліналей та валоподібних структур древньо-і новокімерійського віку. В периферійних частинах області промислова вуглеводнева продуктивність пов'язана з відкладами нижнього і середнього карбону. В районах, які обмежують відкритий Донбас, найбільш продуктивними, за новими даними, є відклади московського ярусу середнього карбону на ділянках максимального розвитку барових і дельтових пісковиків з локальними "роздувами" потужності пластів у склепінні похилих піднять.

Висока вуглеводнева перспективність та переважно вугленосний формаційний склад порід відміченої перехідної зони між ДДЗ та Донбасом обумовлюють значну газоносну перспективність Донецького басейну за умов

обов'язкового врахування особливостей його геологічного розвитку та будови сформованих структур, характеристик і властивостей вміщуючих порід.

Ефективність спеціалізованих геологічних досліджень на газ Донбасу, перспективи виявлення та оцінки продуктивних горизонтів, у значній мірі будуть залежати від раціонального комплексу робіт, їх технічного і технологічного забезпечення. Особливості геологічної будови, літологічна і фільтраційно-смісна неоднорідність вуглевміщуючих порід Донбасу та їх значне ущільнення передбачають необхідність детального дослідження особливостей розподілу початкових пластових тисків на кожній перспективній ділянці, структурі або родовищі.

При розвідці вугільних родовищ початкові пластові тиски визначають в процесі буріння свердловин за допомогою пластовипробувачів типу КВІ-65.

Тиски, які заміряються безпосередньо в вибої свердловини, залежать від виду пластового флюїду (вода, вода з розчинним газом, газ-метан, тощо), колекторських властивостей порід та пластової температури.

За даними робіт минулих років у вугіллі та вміщуючих породах низької проникності і відсутності повного водонасичення розвивається однокомпонентна флюїдальна система "газ $\rightarrow$ пісковик". В водонасиченій вуглевміщуючій товщі тиск флюїду обумовлюється наявністю двохкомпонентної флюїдальної системи "газ + вода $\rightarrow$ вугілля" і "газ + вода $\rightarrow$ пісковик" та закономірно змінюється з глибиною за гідростатичною залежністю.

Автори узагальнили та дослідили 483 результати випробування пісковиків по 7 ділянках і 4 шахтних полях у межах Красноармійського, Донецько-Макіївського та Центрального вуглепромислового районів Донбасу. Об'єкти розподілені за типом насичуючого їх флюїду (вода, вода з розчинним газом і газ-метан) з наступним вивченням та аналізом результатів замірів тисків флюїду (табл. 1). Всього побудовано 11 графіків розподілу початкових пластових тисків з глибиною.

Для об'єктів, в яких отримано притоки води або води з розчинним газом, заміряні початкові пластові тиски в загальному відповідають гідростатичній залежності ($P=0,1H$). При незначних притоках газу-метану (до 30 дм³ за 20-60 хвилин відкритого притоку) або при великих інтервалах (до 65 м) випробування, відмічаються низькі газові тиски (від 4,5 до 34,4 кгс/см²), які обумовлені нетривалим часом закритого періоду випробування, недостатнім для повного поновлення тиску газу-метану.

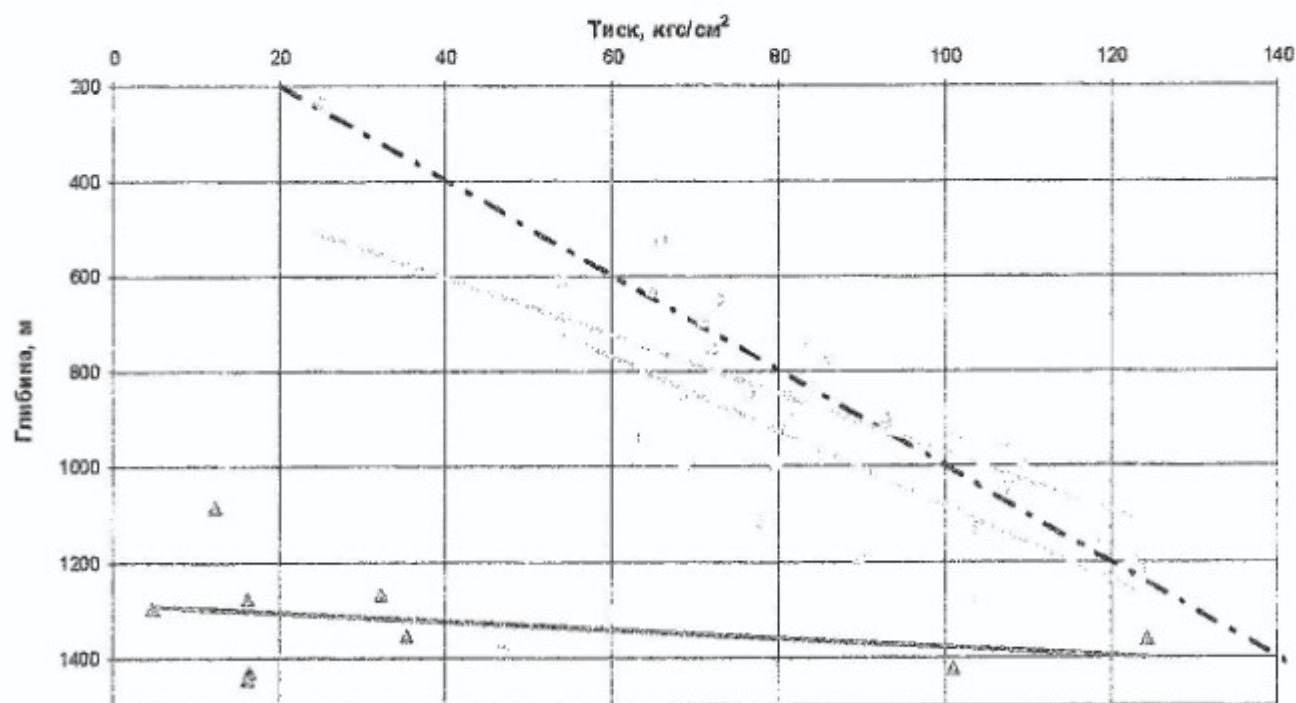
Пластові тиски газу-метану, які близькі до гідростатичного, характерні для глибин понад 1200 м або для об'єктів з більш високими дебітами – від 30-50 дм³ до 2366-3230 дм³ за 15-90 хвилин відкритого періоду притоку.

В Красноармійському районі розподіл початкових пластових тисків газ-метанових об'єктів починає співпадати з гідростатичним тиском на глибинах від 1210 м - на ділянці Гапіївська до 1420 м - на ділянці Північно-Родинська № 2 (рис. 1). Для газово-водних об'єктів початкові пластові тиски відповідають або близькі до гідростатичного на глибинах від 1100-1260 м на ділянках

Гапіївській і Добропільській Капітальній, і до 1320-1450 м на ділянках Північно-Родинській № 2 і Лісівській Північній відповідно.

Таблиця 1 – Розподіл результатів дослідження пісковиків пластовипробувачем КВІ-65 за об'єктами та типами флюїду

№ зп	Об'єкт	Проведено випробувань				Вуглепромисловий район
		всього	в тому числі			
			газ	газ + вода	вода	
1	2	3	4	5	6	7
1	Діл. Добропільська Капітальна	29	-	22	7	Красноармійський
2	Діл. Гапіївська	37	17	14	6	".."
3	Діл. Північно-Родинська № 2	44	9	18	17	".."
4	Діл. Лісівська Північна	16	3	9	4	".."
5	Діл. Бутівська Глибока № 2	198	115	63	20	Донецько-Макіївський
6	Шх. ім. Бажанова	13	7	-	6	".."
7	Шх. ім. Засядьмо	20	12	2	6	".."
8	Діл. Кальміуський Рудник	22	15	6	1	".."
9	Шх. "Північна"	12	1	-	11	Центральний
10	Шх. ім. Румянцева	49	12	12	25	".."
11	Шх. "Красний Профінтерн"	4	2	-	2	".."
12	Діл. "Ольховатська"	39	-	4	35	".."



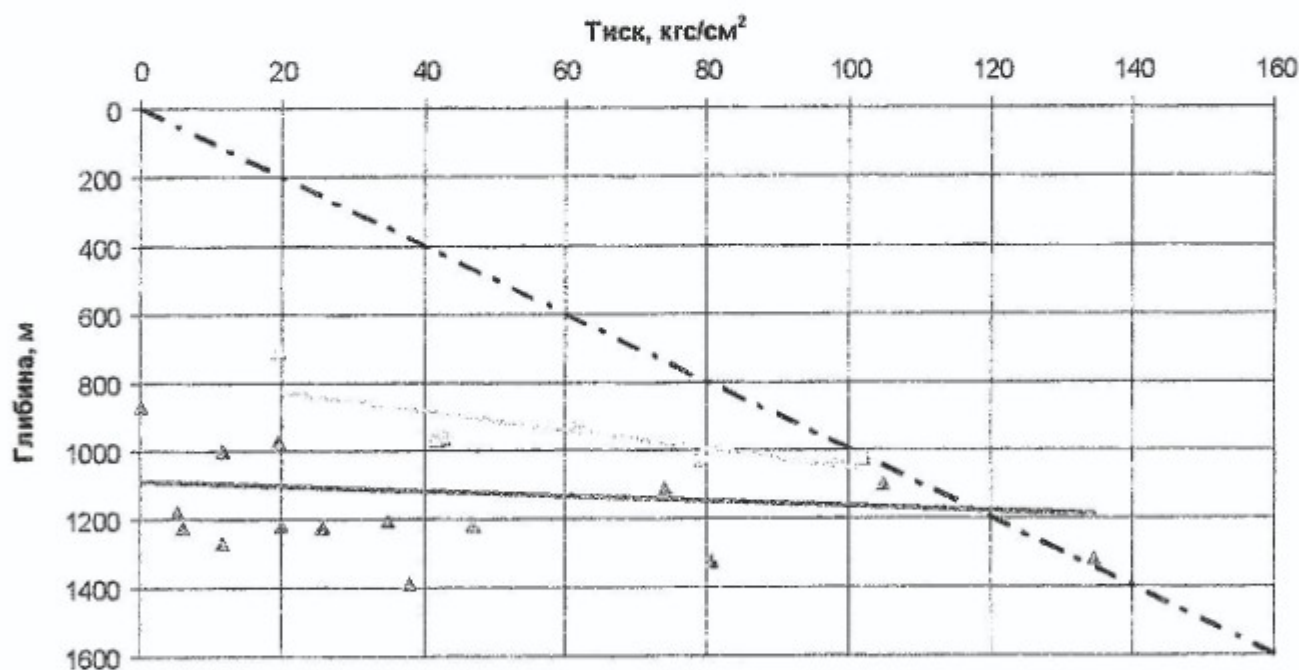
Умовні позначення на рис. 4

Рис. 1 – Графік розподілу початкових пластових тисків на ділянці Північно-Родинській № 2

На глибинах близько 2000 м початкові пластові тиски будуть перевищувати гідростатичний тиск на 10 % в газово-водних об'єктах і від 15 % на ділянці Добропільській Капітальній до 25 % - на ділянках Гапіївській та Північно-Родинській - в газ-метанових об'єктах.

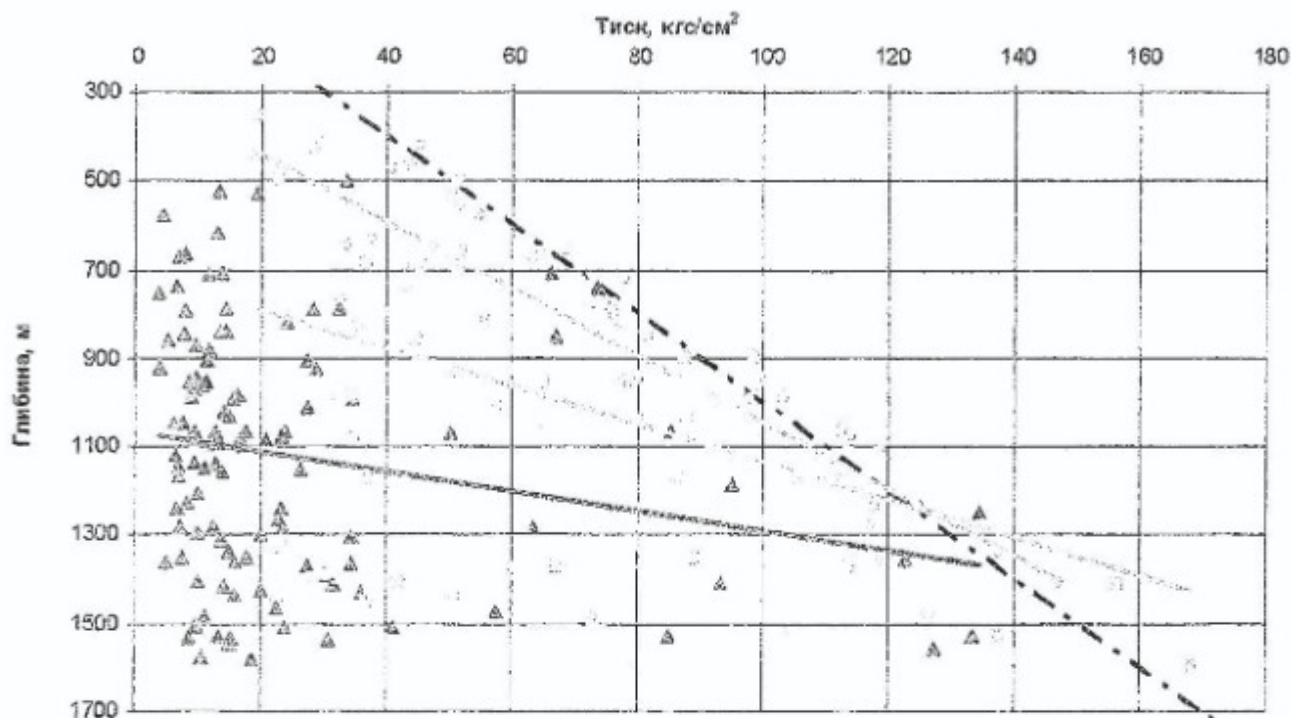
В Донецько-Макіївському районі градієнт зміни тиску газу-метану в газоносних пісковиках з глибиною складає 0,019 Н. Ця величина близька до величини градієнту тиску газу-метану в вугільних пластах на цій площі. На об'єктах, в яких отримано притоки води з розчинним газом-метаном, величина градієнту зміни тиску з глибиною складає 0,061Н.

Закономірна зміна початкових пластових тисків газ-метанових об'єктів відповідає гідростатичному тиску на глибинах від 1180 м (шахта ім. Засядько та ділянка Кальміуський Рудник) до 1370 м (на ділянці Бутівська Глибока № 2 (рис. 2, 3). Пластові тиски газово-водних об'єктів відповідають гідростатичному тиску на глибинах 1070-1180 м і на ділянках Кальміуський Рудник та Бутівська Глибока № 2 відповідно. На глибинах 2000 м в не розвантаженому масиві початкові пластові тиски в газово-водних об'єктах будуть перевищувати гідростатичний тиск на 12-18%, а в газоносних - на 33-38%.



Умовні позначення на рис. 4

Рис. 2 – Графік розподілу початкових пластових тисків на ділянці Кальміуський Рудник



Умовні позначення на рис. 4

Рис. 3 – Графік розподілу початкових пластових тисків на ділянці Бутівській Глибокій № 2

При одночасному випробуванні газоносного та газово-водного об'єктів в одному інтервалі необхідно враховувати об'єм рідини в випробувальному інструменті. Наприклад, на ділянці Бутівській Глибокій № 2 в свердловині Щ-844 при випробуванні піщаника $m_5^1 Sm_5^2$ в інтервалі глибин 1184,7-1213,9 м було отримано флюїд в об'ємі 2709 дм^3 за 75 хвилин при об'ємі рідини в трубах 343 дм^3 . Випробування за рядом контрольних параметрів здійснено якісно. Враховуючи максимальну розчинність газу в воді при реальних умовах ($P=94,9 \text{ кгс/см}^2$, $t=41^\circ\text{C}$), яка складає 1 м^3 газу в 1 м^3 води, обґрунтовано, що в дослідженому об'єкті міститься не більше 343 дм^3 води. Загальний приплив газу можна визначити за формулою: $V=2709 \text{ дм}^3$ (приплив флюїду) – $(343 \text{ дм}^3 - \text{приплив води} + 343 \text{ дм}^3 - \text{приплив водорозчинного газу}) = 2023 \text{ дм}^3$ вільного газу-метану, що дозволяє віднести даний об'єкт до перспективного газоносного.

В Центральному районі Донбасу закономірності щодо змін початкових тисків з глибиною виявлені лише для газово-водних об'єктів, для яких величина градієнту тиску флюїду складає $0,65H$. Заміряні значення пластових тисків співпадають з гідростатичним тиском на глибинах від 1050 м (ділянка Ольховатська) до 1230 м (поле шахти ім. Румянцева). На глибинах понад 2000 м пластові тиски в газово-водних об'єктах можуть перевищувати гідростатичний тиск на 30-35 % (рис. 4).

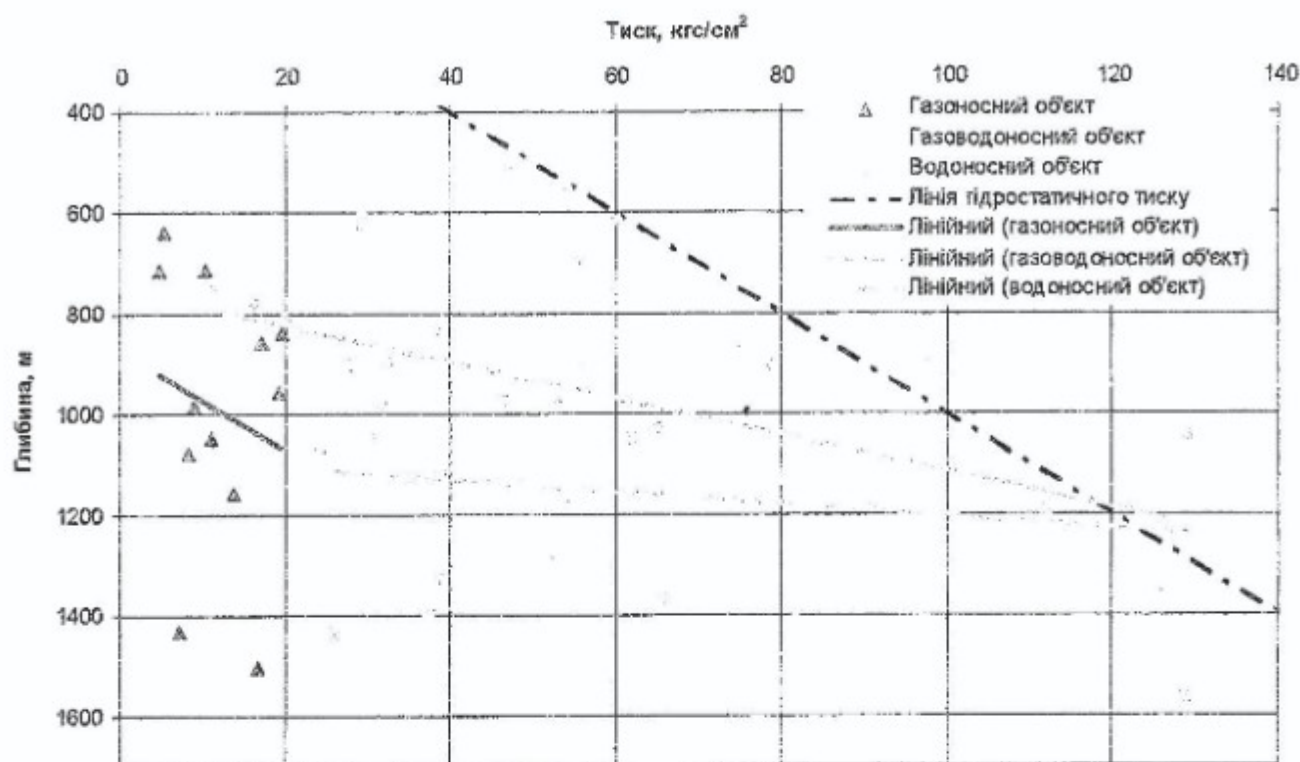


Рис. 4 – Графік розподілу початкових пластових тисків на полі шахти ім. К. А. Румянцева

Згідно наведених вище даних, градієнти зміни тиску з глибиною в газово-водоносних пісковиках втричі перевищує градієнт зміни аналогічних тисків в газоносних пісковиках, що обумовлено закономірною зміною колекторських властивостей порід та різницею між фізичними властивостями даних флюїдів. Інші висновки та рекомендації можна звести до наступного:

1. Встановлені закономірності розподілу пластових тисків з глибиною, на нашу думку, пов'язані з формуванням нижче зони вирівнювання початкових пластових тисків з гідростатичним тиском горизонтів з максимальною потенційною газонасиченістю порових колекторів.

2. Збільшення з глибини 2000 м пластових тисків у порових колекторах Красноармійського і Донецько-Макіївського районів від 15 до 25-38 % у порівнянні з гідростатичним тиском та наявний генетичний зв'язок аномально високих пластових тисків з флюїдними вуглеводневими системами, вказують на значний газогенеруючий потенціал даних районів.

3. Вище зони вирівнювання початкових пластових тисків порових колекторів з гідростатичним тиском значних покладів вуглеводнів в Донбасі очікувати не слід.

4. Встановлена низькодебітна незначна (поле шахти ім. Румянцева) і значна (ділянка Бутівська Глибока № 2) міграція газу-метану з більш глибоких горизонтів у приповерхневі по глибинних розломах та зонах підвищеної тріщинуватості.

5. Відмічається регіональна стратиграфічна приуроченість перспективних газоносних об'єктів до певних горизонтів і пластів: $m_5^1 Sm_5^2$, $l_4 Sl_5$, $L_1 Sl_1$ та

верхньомосковських продуктивних пісковиків M_3 , M_4 та M_5 за нафтогазовою індексацією.

6. При всіх видах пластового флюїду для поновлення тиску в процесі випробування головними чинниками являються: величина притоку в відкритий період, тривалий час закритого періоду випробування та оптимальний інтервал випробування (до 10 м). При притоках газу з водою необхідно враховувати максимальну розчинність газу в воді при реальних фактичних тискових і температурних умовах.

7. Для підвищення ефективності виявлення, вивчення та випробування перспективних газonosних порових об'єктів Донбасу необхідно враховувати конкретні геолого-технологічні умови буріння газових свердловин, виконувати оцінку і прогноз зміни пластових тисків з глибиною.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Козаченко М.І., Шкаровська Н.П., Михайленко Т.М., Шохіна Ю.І. Дослідження розподілу пластових тисків у Дніпровсько-Донецькій западині. Збірник наук. праць УкрДПРІ, 2004. - № 1. - С. 150-151.
2. Новосилецкий Р.М., Илькин А.Г. Особенности формирования солянокупольных структур и залежей углеводородов Днепровско-Донецкой впадины. Геологический журнал, 1989. - № 4. - С. 20-28.

УДК 553.94:551.24

Д-р геол. наук Л.И. Пимоненко (ИГТМ НАН Украины),
зам. директора шахты Д.П. Гуня (шх. им. А.Ф. Засядько),
вед. геолог Л.Д. Кузнецова (ПО «Укруглегеология»)

ТИПИЗАЦИЯ ПРИРОДНЫХ ЗОН ЛОКАЛЬНОГО СКОПЛЕНИЯ МЕТАНА В ДОНЕЦКО-МАКЕЕВСКОМ РАЙОНЕ ДОНБАССА

На основе классификаций И.М. Губкина и А.А. Бакірова і з урахуванням аналізу геологічних умов прояву газодинамічних явищ виділені: структурні, літологічні, стратиграфічні і змішані класи природних пасток метану в Донецько-Макіївському районі, які відтворюють найголовніші особливості їх формування.

TYPIFICATION OF NATURAL ZONES OF LOCAL ACCUMULATION OF METHANE IN DONETSK-MAKEEVKA REGION OF DONBAS

On the basis of I.M. Gubkin and A.A. Bakirov's classification, and taking into consideration analysis of geological conditions for development of gas-dynamic effects, structural, lithographical, stratigraphical and combined classes of natural traps were defined for methane in Donetsk-Makeevka region reflecting their principal peculiarities of formation.

В нетронутом горными работами углепородном массиве метан сосредоточен, в основном, в угольных пластах и песчаниках. В угольных пластах около 90 % метана находится в сорбированном состоянии, а в песчаниках большая часть метана (кроме растворенного в поровой воде) содержится в виде свободного газа. Под действием природных геологических