

# ГЕОЛОГІЯ, РОЗВІДКА ТА ПРОМИСЛОВА ГЕОФІЗИКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 550.822+622.276

## МЕТОДИЧНІ ПИТАННЯ ЩОДО ВИЗНАЧЕННЯ ХАРАКТЕРУ ФЛЮІДОНАСИЧЕННЯ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ У ТОНКОШАРУВАТОМУ ПІЩАНО-ГЛИНИСТОМУ РОЗРІЗІ

*А.В. Локтєв<sup>1</sup>, М.Ю. Нестеренко<sup>2</sup>, В.М. Владика<sup>2</sup>, С.О. Паюк<sup>3</sup>, Р.С. Балацький<sup>2</sup>, Т.В. Здерка<sup>4</sup>*

<sup>1</sup> Відділ геолого-тематичного центру Західного регіону УкрНДІгазу;  
82400, Львівська обл., Стрийський р-н, с. Пукеничі, e-mail: andriy\_loktyev@ukr.net

<sup>2</sup> Львівський комплексний науково-дослідний центр УкрНДІгазу;  
79026, м. Львів, вул. Стрийська 144, e-mail: lkn dc1@rambler.ru

<sup>3</sup> ПАТ “Укргазвидобування”; 04053, м. Київ, вул. Кудрявська, 26/28, тел. (044) 4612531,  
e-mail: pajuk@gasdob.com.ua

<sup>4</sup> ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 717277;  
e-mail: zderka@ukr.net

*Запропоновано методику дослідження характеру газо- та водонасичення порід-колекторів у свердловинах, де за даними промислово-геофізичних досліджень, геологічних спостережень під час буріння і геолого-технологічних досліджень виділено інтервали глибин із невизначеним характером флюїдонасичення. Розроблено методичні прийоми визначення абсолютної газопроникності, відкритої пористості, ефективної пористості, фазової газопроникності, коефіцієнта газонасичення, а також граничного значення водонасичення, за якого фазова газопроникність відсутня на зразках шлама, відібраних із таких інтервалів. Описано методику проведення досліджень на прикладі свердловини, пробуреної у Зовнішній зоні Передкарпатського прогибу. Наведено результати досліджень з визначення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів на пробах шлама, відібраних з інтервалів глибин залягання тонкошаруватих піщано-глинистих товщ неогену. Описана методика відкриває широкі перспективи в обґрунтуванні флюїдонасичення порід-колекторів у випадках, коли методи геофізичних досліджень свердловин не дозволяють однозначно оцінити характер їх насичення.*

Ключові слова: проба шлама, ефективний тиск, пористість, проникність, залишкове водонасичення.

*Предложена методика исследования характера газо- и водонасыщения пород-коллекторов в скважинах, где по данным промышленно-геофизических исследований, геологических наблюдений при бурении и геолого-технологических исследований выделены интервалы глубин с неопределенным характером флюидонасыщения. Разработаны методические приемы определения абсолютной газопроницаемости, открытой пористости, эффективной пористости, фазовой газопроницаемости, коэффициента газонасыщения, а также предельного значения водонасыщения, при котором фазовая газопроницаемость отсутствует на образцах шлама, отобранных из таких интервалов. Описана методика исследований на примере скважины, пробуренной во Внешней зоне Предкарпатского прогиба. Приведены результаты исследований по определению коллекторских свойств пород-коллекторов на пробах шлама, отобранных из интервалов глубин залегания тонкослойных песчано-глинистых толщ неогена. Описанная методика открывает широкие перспективы в*

обоснованим флюидонасиченням порід-колекторів в случаях, когда методы геофизических исследований скважин не позволяют однозначно оценить характер их насыщения.

Ключевые слова: проба шлама, эффективное давление, пористость, проницаемость, остаточное водонасыщение.

*The new method of research on the nature of gas and water saturation of reservoir rocks in wells where according to industrial, geophysical and geological observations while drilling and geological and technological research identified the depth interval of uncertain fluid saturation was proposed. Methodological techniques definitions of absolute permeability, open porosity, effective porosity, permeability phase, coefficient of gas saturation and water saturation limit value at which the phase permeability is absent in sludge samples were done. The method of research on the example wells drilled in the Outer zone of the Carpathian foredeep were described. The results of filtration-capacitive properties of reservoir rocks in sludge samples selected from the depth interval of occurrence of thin-layer sand and clay Neogene strata studies are presented. The described technique offers great promise in substantiating fluid saturation of reservoir rocks in cases when methods of well logging did not conclusively assess the nature of their saturation.*

Keywords: sample of sludge, effective pressure, porosity, permeability, residual water saturation.

### Вступ

За останні 30 років пошуків і розвідки нафтових і газових родовищ у різних регіонах світу суттєво змінилися уявлення про нафтогазоносність глинистих порід. Це стосується і нафтогазоносних регіонів України, особливо піщано-глинистої товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину, де газові родовища розробляються з 20-х років ХХ століття і перебувають на заключній стадії розробки. Результати пошуково-розвідувальних робіт тривалий час були орієнтовані на отримання припливів газу з інтервалів залягання кондиційних пластів-пісковиків великої товщини з такими фільтраційно-ємнісними параметрами, які забезпечували дебіти газу двадцять і більше тисяч кубічних метрів на добу. У той час дослідниками не бралися до уваги і не враховувалися при встановленні перспектив газоносності підвищені середні значення псамітовості у розрізах піщано-глинистих горизонтів на інших площах, де не встановлені кондиційні значення піщанистості. При цьому глинисті пласти і прошарки з підвищеними значеннями псамітовості, що знаходяться між верствами пісковиків, не досліджувалися, незважаючи на те, що саме глинистими пластами порід і характеризувалася найбільша частина пробурених на той час розрізів свердловин [1]. Слід відмітити, що низькопористі породи-колектори складають значну частину розрізів нафтогазоносних регіонів України.

### Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

В.О.Федишин [2] вказував на проблему низькопористих, низькопроникних порід-колекторів для газових покладів і виключно через те, що вуглеводневий газ істотно рухоміший за нафту, а різниця в розмірі та будові молекул дає йому можливість переміщатися пластом кризь пори значно меншого діаметра. У Крукенницькій западині поклади газу пов'язані з тонкошаруватими низькопористими породами-колекторами, які мають регіональне поширення, зокрема на Хідновицькому, Пинянському, Садковицькому, Залужанському, Буцівському родовищах та на перспективних площах і мо-

жуть бути передумовою для збільшення газовіддаючого об'єму продуктивних пластів виявлених родовищ (табл. 1).

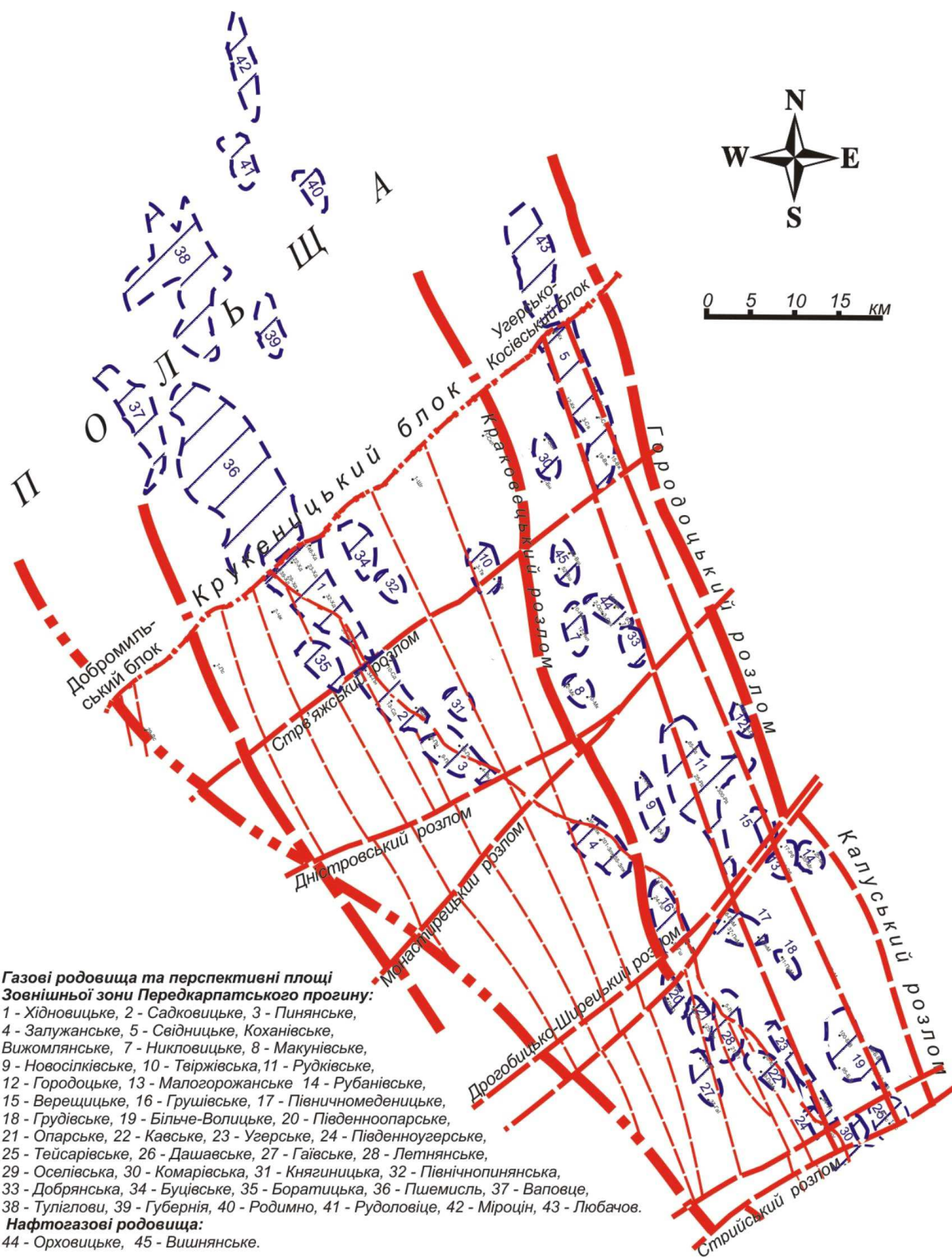
На цей час перспективи газоносності Крукенницької западини як структурного елемента Передкарпатського прогину оцінюються не високо, хоч на західному продовженні западини на території Польщі в прикордонній частині з Україною [3] відкрито більше 30 родовищ вуглеводнів: Пшемисль, Ваповце, Туліглови, Свенте Задомбров'є, Рудоловіце, Губернія, Радимно та ін. (рис. 1).

Слід зазначити, що на продовженні Крукенницької западини інтервали глибин залягання продуктивних об'єктів на суміжних газових родовищах Польщі, таких як Пшемисль, Рокетніца, Рудовіце, Радимно, Жешув та ін. (табл. 2), складають від 800 до 3200 м.

Ю.З. Крупський [4] приділяє увагу тонкошаруватим породам-колекторам у піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Він звернув увагу на те, що в інтервалах глинистих порід майже завжди існують прошарки піщаних порід-колекторів, в яких можна очікувати наявність мікропокладів газу. На наш погляд, з цим слід погодитись, оскільки це підтверджується результатами наших досліджень на багатьох площах Зовнішньої зони Передкарпатського прогину.

Головним пошуковим критерієм під час проведення пошуково-розвідувальних робіт на газ у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, як правило, довгий час був показник наявності локальних структур та порід-колекторів і покришок. Вказаний підхід до оцінки перспектив нафтогазоносності значною мірою вичерпав себе. До того ж у глинах неогену, що являють собою монотонну товщу, дуже важко виділити шари порід, які можуть бути породами-колекторами для вуглеводнів, і шари порід, що відіграють роль порід покришок.

На даний час більшість продуктивних розрізів свердловин, розкритих при проведенні пошуково-розвідувального та частково експлуатаційного буріння у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, переважно представлені монотонними тонкошаруватими піщано-глинистими пачками неогену верхньої та нижньодашавської підсвіт. Але між піщаними пластами в глинистих відкладах існує також значна кількість



Умовні позначення

- |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |  |   |
|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|
|  | 1 |  | 2 |  | 3 |  | 4 |  | 5 |  | 6 |  | 7 |  | 8 |
|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|--|---|
- 1- Передкарпатський глибинний розлом; 2- повздожні регіональні розломи; 3- поперечні розломи; 4- оперяючі та меридіональні розриви; 5- лінія насуву відкладів Внутрішньої зони; 6- лінія державного кордону; 7- газові родовища Зовнішньої зони Передкарпатського прогину; 8- свердловини;

Рисунок 1 – Тектонічна карта північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину і прилеглої території Польщі (тектонічна основа ІГГГК НАН України з доповненнями Локтєва А.В., 2014 рік)

**Таблиця 1 – Глибини залягання продуктивних об’єктів на газових родовищах північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину (Крукеницька западина)**

№№ з/п	Родовище	Вік	Глибина залягання продуктивних об’єктів, м	Літологічний склад порід	Загальні запаси газу млн. м <sup>3</sup>
1	Хідновицьке	неоген	550-1450	тонкоритмічне перешарування пісковиків, аргілітів, алевролітів	26319,00
2	Садковицьке	неоген	640-1300	те ж	23072,5
3	Пинянське	те ж	1500-2160	те ж	16568,0
4	Залужанське	те ж	1000-3500	те ж	18405,0
5	Буцівське	те ж	1170-1230	те ж	0,922

**Таблиця 2 – Газові родовища на продовженні північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину на території Польщі (Крукеницька западина)**

№№ з/п	Родовище	Вік	Глибина залягання продуктивних об’єктів, м	Літологічний склад порід	Загальні запаси газу млн. м <sup>3</sup>
1	Пшемисль	неоген	790-2250	тонкоритмічне перешарування пісковиків, аргілітів, алевролітів	28666,57
2	Міроцен	неоген	888-1071	те ж	2041,36
3	Рокетніца	те ж	2205	те ж	120,00
4	Рудовіце	те ж	1781-1811	те ж	400,00
5	Любачов	те ж	654-950	те ж	1482,23
6	Жешов	те ж	2239-2253	те ж	621,28
7	Радимно	те ж	1545-1582	те ж	32,23
8	Кілановка	те ж	2308-2337	те ж	1424,20
9	Ядловка	те ж	2750-3200	те ж	163,73

інтервалів, які являють собою тонкошаруваті пачки з розсіяною в них псамітовою фракцією у різних відсоткових співвідношеннях. Характер насичення таких піскуватих глинистих пачок за існуючими сучасними методами ГДС, неможливо однозначно обґрунтувати і виділяються вони з великими труднощами. За петрофізичними параметрами вони майже не відрізняються від вміщуючих глинистих порід. У більшості випадків робочі дебіти газу свердловин на Буцівському, Вижомлянському, Тейсарівському та на інших газових родовищах не перевищують 15 тисяч кубічних метрів на добу.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми**

Як правило, фактичний винесення керну з кожного інтервалу буріння під керн, як свідчить практика, отримується завжди значно менший від запланованого, а проби шламу не досліджуються належним чином. Відібраний в свердловинах шлам у минулому дуже рідко досліджувався в лабораторних умовах. Як наслідок, піщанистість глинистої товщі неогену виявилася заниженою, як її середнє значення по всій товщині, так і по окремих горизонтах, що призводило до недооцінки перспектив газонасиченості і пропуску продуктивних пластів.

В результаті піщанистість глинистої товщі неогену виявилася заниженою, як її середнє значення по всій товщині, так і по окремих горизонтах, що призводило до недооцінки перспектив газонасиченості і пропуску продуктивних пластів. За результатами зазначеного окремі потужні інтервали піщано-глинистої товщі (30-250 м) неогену у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину залишаються не вивченими на предмет їх газонасичення і оцінки можливих резервів приросту запасів та додаткового видобутку газу, оскільки інтервали глибин з невідомим характером насичення при цьому не випробовуються на продуктивність. У результаті цього в Передкарпатті було пропущено багато промислових газонасичених інтервалів у піщано-глинистих пачках. Методичні питання дослідження порід-колекторів викладені в [5-11], але вони не придатні для проб шламу і потребують подальшого науково-методичного дослідження та удосконалення.

**Формулювання цілей статті**

Метою дослідження є створення методики обґрунтування характеру флюїдонасичення порід-колекторів у тонкошаруватому розрізі у випадках коли сучасні геолого-промислові методи та ГДС не дозволяють однозначно вирішити цю задачу, але дозволяють вирішувати основні

геологічні завдання тільки у відкладах, складених однорідними пластами великої товщини (понад 3-4 м). Товщина пласта 4 м – гранична товщина, що дає можливість достовірно визначити насиченість порід-колекторів за даними БКЗ. Впровадження мікроелектричних методів – МКЗ і БМК дало змогу виявляти тонкі пласти і визначити ефективну товщину. Проте мікрзонди мають невеликий радіус дослідження. В пластах обмеженої товщини з невисокими колекторськими властивостями і підвищеною глинистістю створюються глибокі зони проникнення. Проникнення фільтрату промивальної рідини перешкоджає виявленню газонасичених пластів промислово-геофізичними методами з невеликими радіусами дослідження [12].

Поставлена мета вирішується шляхом проведення комплексу лабораторних досліджень проб шламу з визначенням на них фільтраційно-ємнісних властивостей.

### **Методика робіт**

За попередньо проведеним комплексом ГДС, геологічними спостереженнями під час буріння свердловини і геолого-технологічними дослідженнями (ГТД) (рис. 2) виділяють інтервали глибин із невизначеним характером насичення, а потім із них відбирають проби шламу в кількості не менше чотирьох; три з них окремо засипають в металеві циліндричні контейнери з перфорованим дном, накритим шаром фільтрувального паперу і проводять відповідні дослідження. Одну із проб шламу попередньо руйнують, визначають її гранулометричний склад, карбонатність, після чого засипають в спеціальний кернотримач фільтраційної установки [5], де на неї створюють ефективне навантаження. Для попередження виникнення незворотніх деформацій ефективний тиск створюється ступенево з кроком 25 кгс/см<sup>2</sup>, а кінцеве його значення відповідає пластовим умовам залягання порід і визначається за рівнянням [11]:

$$\lg P_{ef} = \lg P_0 - (0,5/m) \cdot \lg P_0/P_{ef(h)},$$

де  $P_{ef}$ ,  $P_0$  і  $P_{ef(h)}$  – відповідно кінцеве, початкове і максимальне на глибині ( $h$ ) значення ефективних тисків;

$m$  – кількість кроків створення ефективних тисків (не менше 4).

На кожному кроці ефективного тиску після стабілізації процесу ущільнення проби шламу вимірюють абсолютну газопроникність і будують відповідну залежність (рис. 3), з якої за основу в розрахунках газопроникності беруть її стабілізоване значення. Потім пробу шламу виймають з кернотримача, руйнують до первинного стану, висушують і повторно засипають в кернотримач, де створюють початковий тиск 25 кгс/см<sup>2</sup>. До проби шламу з верхнього торця під'єднують капіляр, заповнений пластовою водою відповідної мінералізації, і в часі досліджують процес капілярного насичення проби водою в поверхневих умовах. Після завершення процесу насичення (фіксується за стабілізацією рівня води в капілярі) визначають відкриту по-

ристість. Потім створюють на водонасичену пробу ступеневе навантаження, на кожному кроці ефективного тиску вимірюють відкриту пористість і будують відповідну залежність (рис. 4), з якої за основу в розрахунках відкритої пористості беруть її стабілізоване значення, визначене в умовах, що наближені до пластових.

За попередньо отриманою кривою капілярного тиску по воді розраховують відносну фазову проникність і фазову газопроникність, залежно від водонасичення дослідженої проби шламу (рис. 5), з якої визначають діапазон водонасичення за якого відбувається фільтрація газу, і усереднене значення фазової газопроникності. За відомими значеннями пластової температури, ефективного тиску, пластового і вибірного тисків, в'язкості і стисливості газу розраховують приплив до свердловини при усталеному режимі фільтрації [11].

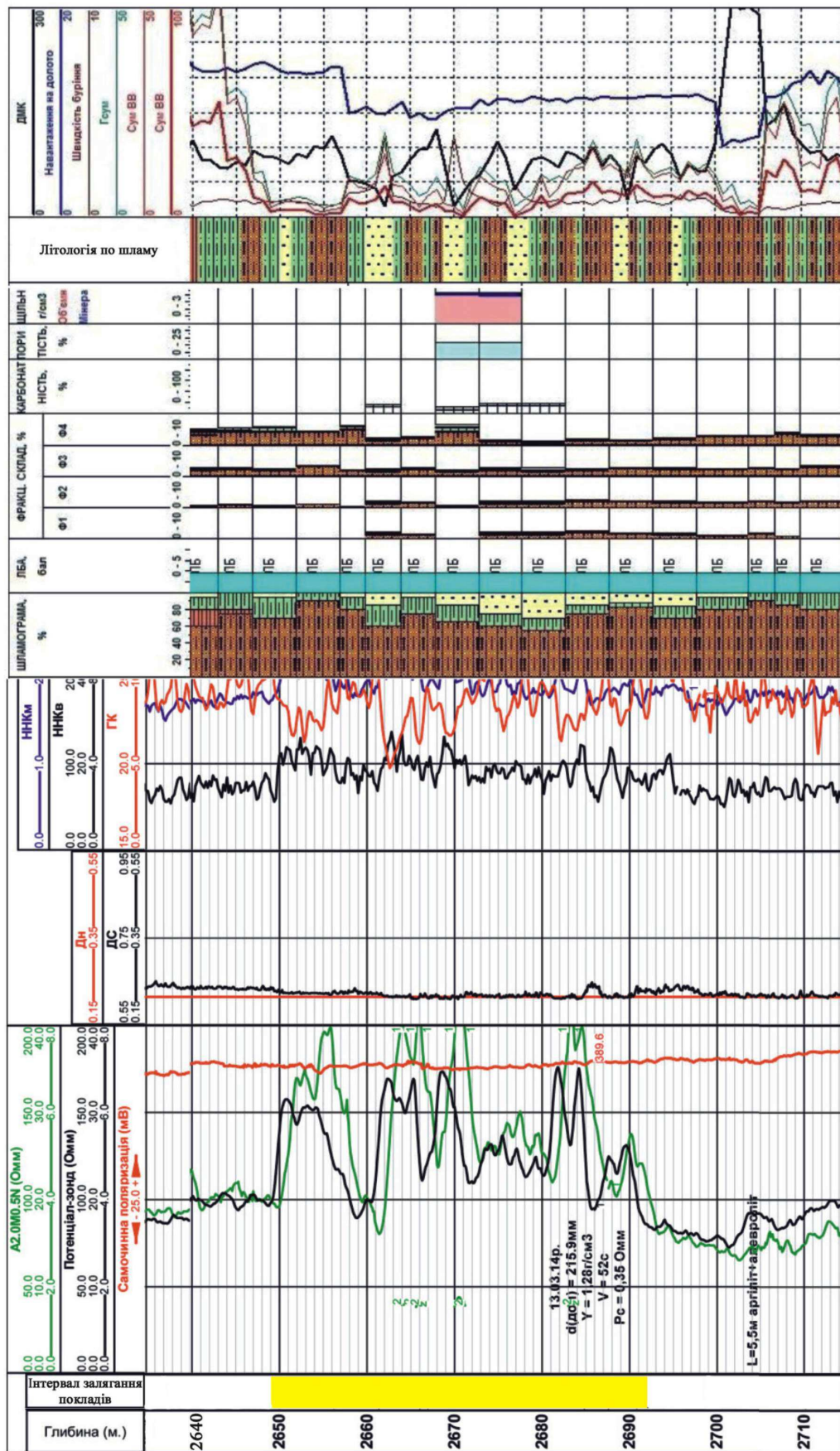
### **Аналіз отриманих результатів та їхнє наукове обґрунтування**

Запропонована методика пройшла апробацію на одній із свердловин, пробуреній у Зовнішній зоні Передкарпатського прогину, що розкрила потужну сорокаметрову товщу тонкошаруватих піщано-глинистих порід неогену – горизонт НД-14 в інтервалі глибин 2650-2690,8м (див. рис. 2-5). За результатами геофізичних досліджень у свердловині виділено тонкоритмічне перешарування пісковиків, алевролітів і аргілітів з невизначеним характером насичення. За даними геолого-технологічних досліджень (ГТД) сума вуглеводневих газів на виході промивальної рідини з свердловини змінювалась в межах: 0,65-16,73% абс. при фонових 0,65-15%. Абсолютна концентрація метану становила: 0,56-15,54% абс. Відносний вміст вуглеводнів складав:  $C_1 = 86,6-92,12\%$ ,  $C_2 = 7,79-13,25\%$ ,  $C_3 = 0,01-0,06\%$ ,  $C_4 = 0,03-0,08\%$ ,  $C_5 = 0,0-0,03\%$ .

За результатами проведених лабораторних досліджень чотирьох проб шламу із вище зазначеного інтервалу глибин отримана така інформация:

- гранулометричний склад порід по фракціях наступний: 1мм – 7,3%, 0,5мм – 25,8%, 0,25мм – 23,8%, 0,1мм – 24,5%, < 0,1мм – 18,6%;
- карбонатність порід – близько 30 %;
- абсолютна газопроникність – 1,2 мД;
- відкрита пористість – 14,1 %;
- ефективна пористість – 7,2 %;
- фазова газопроникність – 0,02 мД;
- коефіцієнт газонасичення – 45-55 %;
- граничне значення водонасичення, за якого фазова газопроникність відсутня, – 60 %.

Розрахунки вказують на те, що потенційно можливі припливи газу з тонкошаруватої піщано-глинистої товщі, яку розкрила вищезгадувана свердловина з урахуванням геологічних особливостей розрізу і пластових термобаричних умов на депресії, що не перевищує 1/3 пластового тиску можуть становити близько 4900 м<sup>3</sup>/добу.



УМОВНІ ПОЗНАЧЕННЯ

- Пісковик
- Алероліт
- Аргіліт
- Глина

Рисунок 2 – Фрагмент діаграми ГДС і ГТД у тонкошаруватому розрізі з невизначеним характером насичення

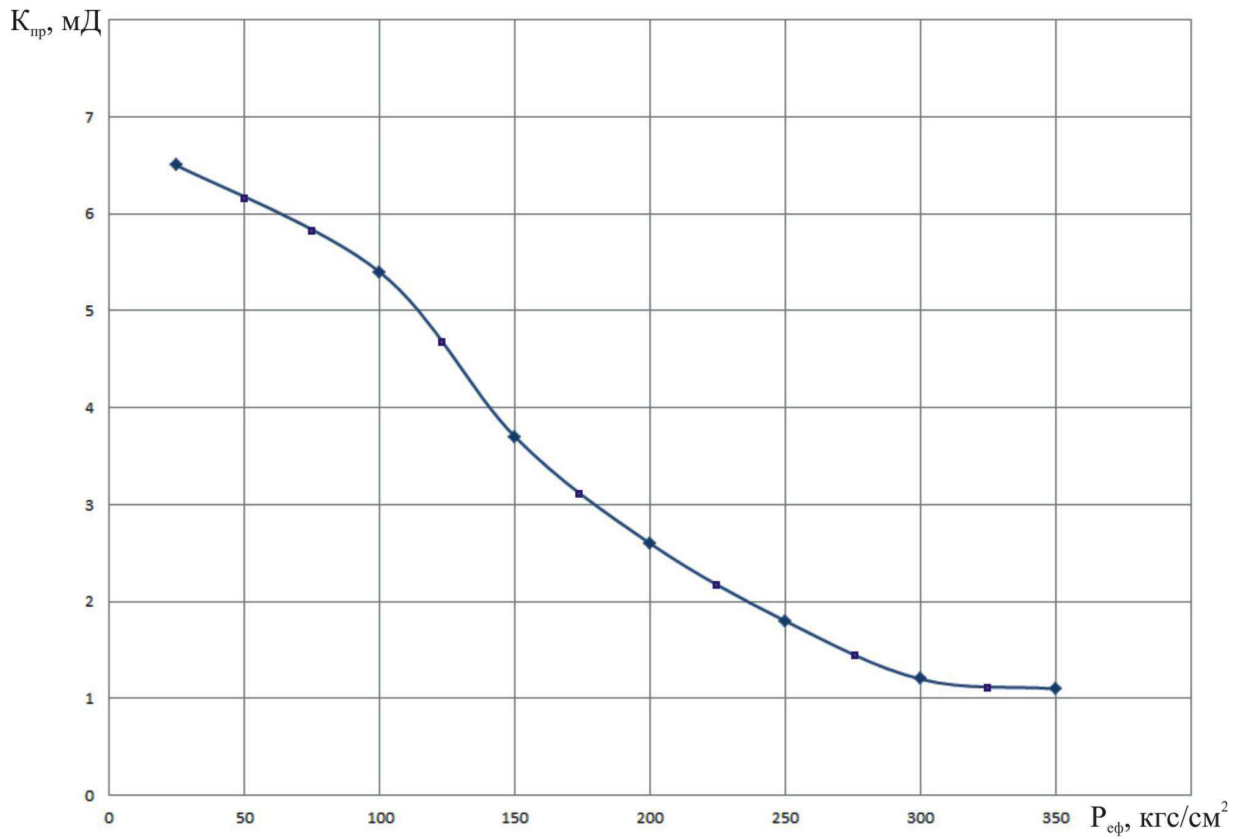


Рисунок 3 – Залежність абсолютної газопроникальності від ефективного тиску

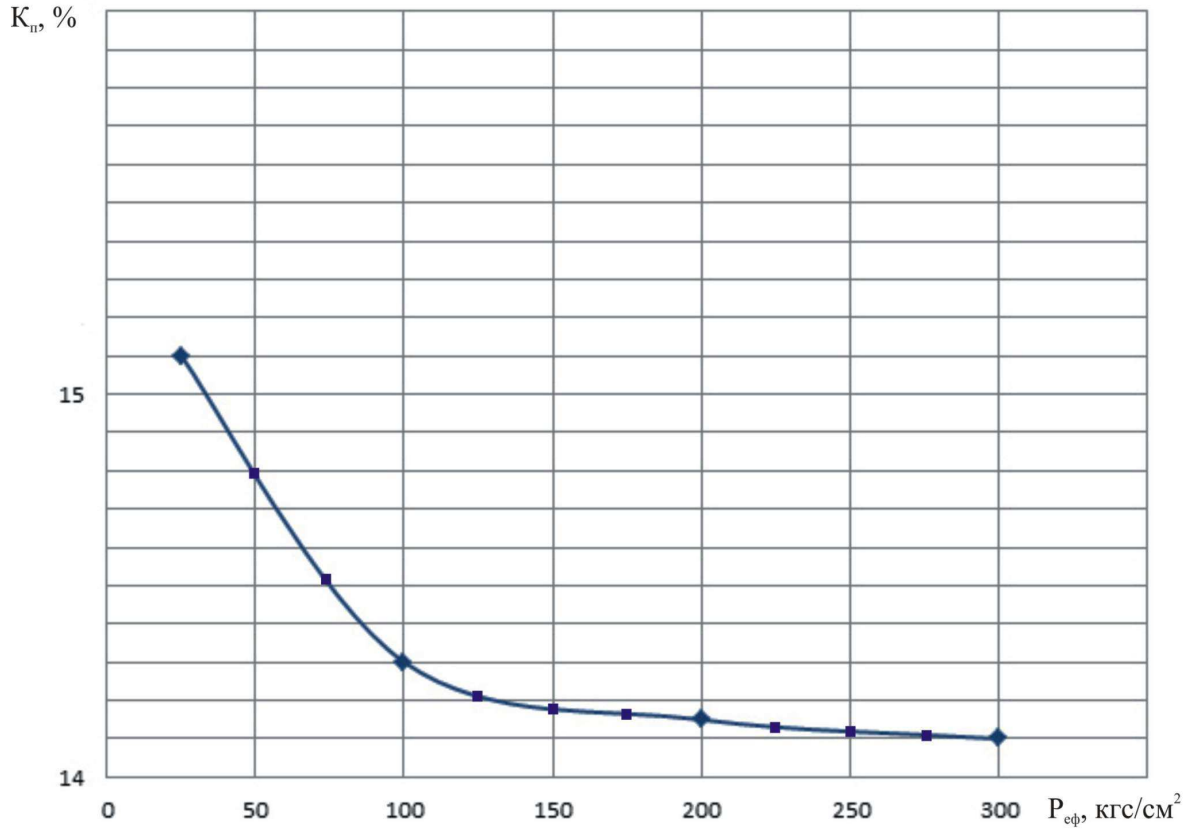


Рисунок 4 – Зміна відкритої пористості від ефективного тиску

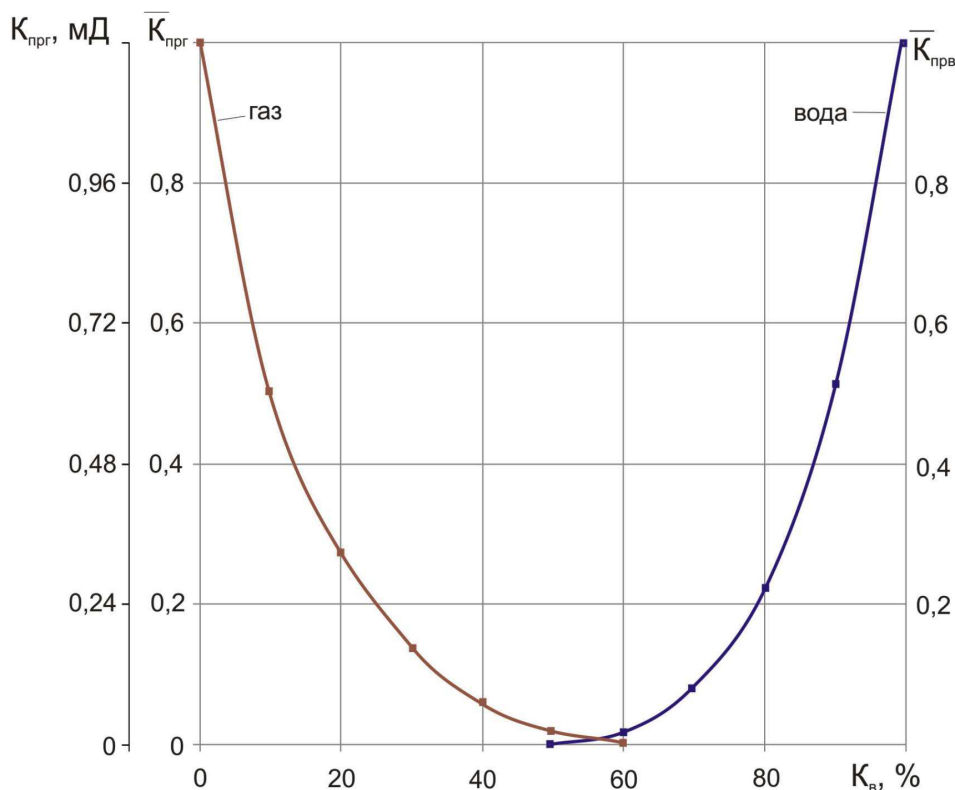


Рисунок 5 – Залежність фазових і відносних фазових проникностей для газу і води від водонасичення (проба № III-2,  $K_n=14,1 \%$ ,  $K=51 \%$ )

Запропонована нами методика дозволяє на пробах шламу визначити колекторські властивості порід у тонкошаруватому піщано-глинистому розрізі свердловин, у той час коли сучасні методи ГДС не дають змоги однозначно визначити характер флюїдонасичення порід-колекторів. Отримана при цьому інформація дозволяє оперативно проводити заходи та рекомендувати до впровадження ефективні технології інтенсифікації припливів газу.

Отже, вищезазначена методика включає проведення геофізичних досліджень свердловини (ГДС), геолого-технологічних досліджень (ГТД), відбір проб шламу з інтервалів глибин із невизначеним характером насичення за даними ГДС, визначення відкритої пористості проб шламу, проведення капілярметричних досліджень на них з отриманням кривих капілярного тиску, яка від відомих методик відрізняється тим, що проби шламу в первинному стані окремо засипають в металеві циліндричні контейнери з перфорованим дном, накритим шаром фільтрувального паперу і проводять зазначені дослідження.

При цьому одну із попередньо відібраних проб шламу додатково руйнують, визначають її гранулометричний склад і карбонатність, після чого засипають в спеціальний кернотримач фільтраційної установки [8], де на пробу створюють поступове ступеневе ефективне навантаження від мінімальних значень до значень, що наближені до пластових, на кожній ступені тиску вимірюють абсолютну газопроникність порід, будують залежність останньої від ефектив-

ного тиску, з якої за основу беруть стабілізоване значення зазначеного параметра.

Особливістю запропонованої нами методики є те, що після завершення зазначених вище досліджень пробу шламу виймають з кернотримача, приводять до початкового агрегатного стану, висушують і повторно засипають в кернотримач, де на неї створюється мінімальне ефективне навантаження, в часі спостерігають за процесом капілярного насичення проби шламу пластовою водою, після його завершення створюють поступове ступеневе ефективне навантаження від мінімальних значень до значень, наближених до пластових, на кожній ступені тиску вимірюють зміну відкритої пористості порід, будують залежність останньої від ефективного тиску, з якої за основу беруть стабілізоване значення зазначеного параметру.

Інтерпретація досліджень полягає в тому, що з отриманої кривої капілярного тиску, визначають об'єм залишкової води, розраховують ефективну пористість, а також відносну фазову проникність для газу і фазову газопроникність залежно від ступеня насичення пор проб шламу водою, на основі чого за отриманим граничним значенням водонасичення класифікують у розрізі свердловини породи на колектори і неколектори. За отриманими значеннями фазової газопроникності та ефективної товщини прогнозують потенційно можливі припливи газу з тонкошаруватих піщано-глинистих пачок, які за даними ГДС інтерпретують як породи-колектори з невизначеним характером насичення.



**Висновки, перспективи подальших досліджень**

Одним із вагомих геолого-промислових рішень з визначення характеру насичення порід-колекторів є вищевказаний новий прикладний метод досліджень. Він дає можливість прямим способом виділяти породи-колектори та визначати їх характер флюїдонасичення у природних резервуарах, що знаходяться серед непроникних глинистих товщ.

Підтвердженням результатів дослідження характеру флюїдонасичення за розробленою методикою слугували отримані фактичні промислові дані з нижньосарматських тонкошаруватих пачок піщано-глинистих порід у розрізі пошукової свердловини № 3-Боратицька сумарною ефективною товщиною понад 20 м.

З метою удосконалення пошуків, розвідки і дорозвідки покладів вуглеводнів на промислових площах необхідно проводити безперервне дослідження зразків шламу в розрізах свердловин з метою виділення інтервалів глибин з підвищеним вмістом псамітової фракції та визначення характеру флюїдонасичення. У випадку розмивання глинистих уламків шламу для вивчення зміни псамітовості порід по розрізу свердловин необхідно проводити відбір глинистого розчину в жолобовій системі при виході його із свердловини. Це зумовлено тим, що дослідити по керну суцільний розріз свердловини неможливо, оскільки відбір керну планується не більше 6-8% від проектної глибини свердловини. В той же час сучасні методи ГДС не завжди дають однозначні відповіді про характер газоносності тонкошаруватих пачок піщано-глинистих порід.

Таким чином, за результатами апробованого та запропонованого нами методу визначення характеру флюїдонасичення та переінтерпретації геолого-геофізичних даних у досліджуваній піщано-глинистій товщі неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину є можливість в подальшому провести переоцінку перспектив газоносності на розвіданих родовищах та запропонувати найбільш перспективні перспективні об'єкти для приросту запасів газу.

**Література**

1 Локтев А.В. Особливості дорозвідки газових покладів у тонкошаруватих піщано-глинистих відкладах неогену Зовнішньої зони Передкарпатського прогину: автореф. дис.... канд. геол. наук: 04.00.17 / А.В. Локтев. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2004. – 23 с.

2 Федішин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення: монографія / В.О. Федішин. – Київ: УкрДГРІ, 2005. – 148 с.

3 Karnkowski Piotr. Oil and gas deposits in Poiland. Cracow: Geosynoptios society "Geos", 1999. P. 101-215.

4 Крупський Ю.З. Геодинамічні умови формування і нафтогазонсність Карптського та Волино-Подільського регіонів України / Ю.З. Крупський. – Київ: УкрДГРІ, 2001. – 144 с.

5 ГСТУ 41-00032626-00-025-2000. Визначення залишкового водонасичення гірських порід. Методика виконання вимірювань методом центрифугування зразків. – Київ: Мінеко-ресурсів України, 2001. – 19с.

6 Патент на корисну модель № 83619 МПК G01N 15/08 E21B49/00. Процес визначення газозвіддальних властивостей порід-колекторів / С.В. Кривуля, В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький (Україна); ПАТ "УкрГазвидобування" – № 201301363; Заявл. 05.02.2013; Опубл. 25.09.2013; Бюл. № 18. – 5 с.

7 Патент на корисну модель № 86033 МПК G01N 15/08 E21B49/00. Процес визначення фільтраційних властивостей порід-колекторів / В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький, С.Ф. Поверенний (Україна); ПАТ "УкрГазвидобування" - № 201307420; Заявл. 11.06.2013; Опубл. 10.12.2013; Бюл. № 23. – 3 с.

8 Владика В.М. Методика досліджень і тестові експерименти з вивчення петрофізичних властивостей слабо консолидованих і сипучих порід / В.М. Владика, М.Ю. Нестеренко, Р.С. Балацький // Нафтогазова галузь України: науково-виробничий журнал. – 2013. – № 2. – С. 9-11.

9 Нестеренко М.Ю. Петрофізичні основи обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів: монографія / М.Ю. Нестеренко. – Київ: ЛВУкрДГРІ, 2010. – 224 с.

10 Обґрунтування кондиційних значень фільтраційно-емісійних параметрів теригенних порід-колекторів для підрахунку загальних запасів вуглеводнів (за лабораторними дослідженнями керну): методичні вказівки. – Київ-Львів: ДКЗ України, ЛВ УкрДГРІ, 2005. – 58 с.

11 Поляков Е.А. Методика изучения физических свойств коллекторов нефти и газа / Е.А. Поляков. – М.: Недра, 1981. – 182 с.

12 Карпенко О.М. Підвищення інформативності геофізичних досліджень свердловин при вивченні глинисто-піщаних розрізів тонкошаруватої будови / О.М. Карпенко, А.В. Локтев // Науковий вісник ІФНТУНГ. – № 1. – 2001. – С. 20-24.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
13.10.14*

*Рекомендована до друку  
професором **Маєвським Б.І.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
д-ром геол.-мінерал. наук **Лазаруком Я.Г.**  
(Інститут геології і геохімії горючих копалин  
НАН України, м. Львів)*